

**Vânia Marcelino Kegler**

**O IMPACTO NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE  
CURTO PRAZO DEVIDO ÀS RESTRIÇÕES DE TRANSMISSÃO  
ENTRE OS SUBMERCADOS SUL E SUDESTE**

Dissertação apresentada ao  
Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia de Produção da  
Universidade Federal de Santa Catarina  
como requisito parcial para obtenção  
do grau de Mestre em  
Engenharia de Produção

Orientador: Prof. Edvaldo Alves de Santana, Dr.

Florianópolis

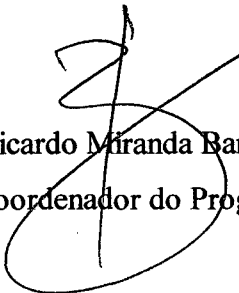
2001

**Vânia Marcelino Kegler**

**O IMPACTO NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE  
CURTO PRAZO DEVIDO ÀS RESTRIÇÕES DE TRANSMISSÃO  
ENTRE OS SUBMERCADOS SUL E SUDESTE**

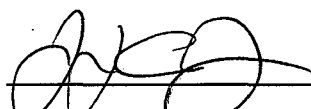
Esta dissertação foi julgada e aprovada para a  
obtenção do grau de **Mestre em Engenharia de  
Produção no Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia de Produção** da  
Universidade Federal de Santa Catarina

Florianópolis, 07 de dezembro de 2001

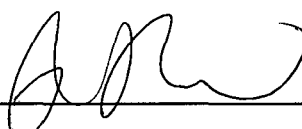


Prof. Ricardo Miranda Barcia, Ph. D.  
Coordenador do Programa

**BANCA EXAMINADORA**



Prof. João José Cascaes Dias, Dr.  
*Université Paris-Dauphine*



Prof. Edvaldo Alves de Santana, Dr.  
*Universidade Federal de Santa Catarina*  
**Orientador**



Prof. C. Celso de Brasil Camargo, Dr.  
*Universidade Federal de Santa Catarina*

**In Memoriam:**

**A Nicolau Marques, Cândido J.  
Elias, Hermínio J. Joaquim e  
Frontina Maria Máxima.**

## ***Agradecimentos***

Ao Prof. Edvaldo Alves de Santana, pela dedicação e pela oportunidade concedida ao orientar-me neste trabalho.

A todos os colegas de trabalho da Área de Planejamento da Operação e Comercialização de Energia da GERASUL, em especial a Marco Antônio Amaral Sureck, gerente da Área, a João José Cascaes Dias, co-orientador deste trabalho, a Carlos Henrique Fernandes, João Miguel Mongelli Martin e Paulo Roberto Varella Juliano, pela constante ajuda e orientação no processamento das simulações.

Ao Prof. C. Celso de Brasil Camargo, pelos comentários e sugestões.

A Jairo pela ajuda e compreensão, enquanto estive voltada para a realização deste trabalho.

Aos meus pais, que em suas lutas diárias sempre me incentivaram. À amiga Denise sempre prestativa e finalmente, a todos aqueles que, apesar de não terem seus nomes aqui, pois demais extensa se tornaria a lista, de uma forma ou outra, acompanharam-me nesta jornada.



## RESUMO

A proposta deste trabalho é analisar a influência das restrições de transmissão entre os submercados Sul e Sudeste na determinação dos preços desses submercados no mercado brasileiro de energia elétrica de curto prazo.

O processo de evolução do Setor Elétrico Brasileiro – SEB tem base em políticas voltadas para competição na geração e na comercialização de energia, por meio de medidas regulatórias que incentivem investimentos nesses dois segmentos, deixando reguladas a transmissão e a distribuição por tratar-se de monopólios naturais.

A pesquisa procura observar o comportamento do setor elétrico sob o enfoque das novas regras de mercado, considerando as restrições de transmissão e a comercialização de energia de curto prazo, além de mostrar o impacto dessas restrições na determinação do preço MAE.

Para que sejam possíveis conclusões mais representativas do problema, faz-se a simulação de algumas situações de referências, sob a ótica do comportamento dos preços dos submercados *versus* os limites de intercâmbio.

Observa-se que mesmo havendo uma condição hidrológica favorável no submercado Sul não é possível transportar toda a energia disponível para o submercado Sudeste, pois o limite de transmissão existente entre estes submercados não permite o referido transporte. Desta forma, pode ocorrer vertimentos no Sul, desperdiçando a energia que poderia ser aproveitada no Sudeste, deslocando geração com custos maiores, elevando o Custo Marginal de Operação deste submercado, fazendo-o operar fora do seu ponto de ótimo em termos da eficiência na alocação dos recursos energéticos.

Destaca-se que, embora as restrições de transmissão tenham forte impacto na formação do preço, pois impedem a otimização energética e a transferência de um excedente de energia de um submercado para outro, é necessário estudar constantemente a viabilidade e o grau da necessidade da expansão, objetivando oferecer ao consumidor final um produto de qualidade a um preço o mais baixo possível. O planejamento da expansão deve comparar os custos

agregados à energia com ou sem expansão, sendo sempre prudente uma expansão da transmissão buscando um limite de custo *versus* benefício, além de tornar claro que um certo grau de restrição de transmissão é admissível.

**Palavras-chave:** Energia Elétrica, Comercialização, Restrições de Transmissão

## ABSTRACT

The purpose of this work is to analyze the influence of the transmission restrictions between the southern and southeastern markets in the determination of the prices of these submarkets in the Brazilian market of short-term electrical energy.

The evolutionary process of the Brazilian Electrical Sector – (SEB) is based on policies directed towards competition in the energy generation and commercialization, through regulative measures that stimulate investments in both these segments, making the transmission and distribution regulated, because they are natural monopolies.

The work tries to observe the behavior of the electrical sector under the focus of the new rules in the market, considering the transmission restrictions and the commercialization of the short-term energy, and also show the impact of these restrictions on the determination of the MAE price.

It has been observed that even with favorable hydrological conditions in the southern submarket it is not possible to transfer all the available energy to the southeastern market, since the existing limit of transmission between these submarkets does not permit the transport mentioned. Therefore, overflow can occur in the South, wasting energy that could be used in the Southeast, altering high-cost generation, elevation the Marginal Operation Cost in this submarket, making it operate outside the optimum level in terms of efficiency in the allocation of energy resources.

In order to have conclusions that are more representative of the problem, a simulation is made of certain reference situations, in light of the behavior of the submarket prices *versus* exchange limits.

It is pointed out that, although the transmission restriction has a strong impact over the price formation, because they prevent the energy optimization and the transference of the exceeding energy from a submarket to the other, it is necessary to constantly study the viability and the expansion necessity degree, hoping to offer to the final consumer a high quality product at the lowest price possible. The expansion planning should compare the aggregated costs to the

energy with or without expansion, always considering a transmission expansion seeking a limit of cost *versus* benefit, also making it clear that a certain degree of transmission restriction is acceptable.

**Key-words: Electric Energy, Commercialization, Transmission Restriction**

## SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS .....	p. xi
LISTA DE QUADROS .....	p. xii
LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS .....	p. xiii
INTRODUÇÃO .....	p. 1
1.1. Características Gerais .....	p. 3
1.2. Relevância e Limitações do Trabalho .....	p. 6
1.3. Objetivo Geral .....	p. 9
1.4. Objetivos Específicos .....	p. 9
1.5. Descrição Geral do Estudo e Metodologia .....	p. 9
1.6. Estrutura do Trabalho .....	p. 10
2. ASPECTOS CONCEITUAIS DO MERCADO BRASILEIRO .....	p. 12
2.1. Transformação do Setor Elétrico Brasileiro .....	p. 12
2.1.1. Razões da Transformação e Marco Regulatório .....	p. 12
2.1.2. Instituições no Novo Modelo .....	p. 16
2.1.3. Objetivos e Agentes do Novo Mercado Atacadista de Energia – MAE .....	p. 18
2.2. Formação do Custo Marginal .....	p. 21
2.3. Planejamento da Operação .....	p. 25
2.4. O Serviço da Transmissão .....	p. 31
2.4.1. Expansão da Transmissão .....	p. 31
2.4.2. Os Custos do Serviço de Transmissão .....	p. 34
2.4.3. Congestionamentos de Sistemas de Transmissão .....	p. 35
2.4.4. A Interligação Sul/Sudeste .....	p. 38
3. REGRAS DO MAE .....	p. 42
3.1. Submercados .....	p. 45
3.2. Formação do Preço MAE .....	p. 47

3.3. Mecanismo de Realocação de Energia -MRE .....	p. 54
3.4. Alocação do Excedente Financeiro - <i>Surplus</i> .....	p. 56
3.5. Encargos dos Serviços do Sistema -ESS.....	p. 59
 4. ANÁLISES E RESULTADOS .....	 p. 62
4.1 Apresentação .....	p. 62
4.2 Características do Parque Instalado .....	p. 63
4.3 Histórico Preço MAE .....	p. 66
4.4 Premissas Utilizadas .....	p. 67
4.4.1 Tendência Hidrológica .....	p. 68
4.4.2 Representação da Usina de Itaipu .....	p. 72
4.4.3 Limites de Intercâmbio .....	p. 73
4.4.4 Taxa de Desconto e Custo do Déficit .....	p. 76
4.4.5 Cenário do Consumo de Energia Elétrica .....	p. 78
4.4.6. Subsistemas .....	p. 79
4.5 Cenário de Avaliação do Comportamento dos Preços .....	p. 81
4.5.1 Análises dos CMO's .....	p. 81
4.5.2 Avaliação das Diferenças entre os Preços .....	p. 83
 5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES .....	 p. 94
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	p. 99
BIBLIOGRAFIA AUXILIAR .....	p.103

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 -	O Novo Modelo de Organização do Setor Elétrico Brasileiro .....	p. 18
Figura 2 -	Condição de Otimilidade da Expansão .....	p. 23
Figura 3 -	Processo de Decisão para Sistemas Hidrotérmicos .....	p. 29
Figura 4 -	Funções de Custos Imediatos X Armazenamento .....	p. 29
Figura 5 -	Processo de Implementação de Reforços à Rede .....	p. 33
Figura.6 -	Efeito do Congestionamento .....	p. 36
Figura 7 -	Visão Geral da Operação do MAE .....	p. 44
Figura 8 -	Modelos para Formação do Preço MAE .....	p. 51
Figura 9 -	Alocação de <i>Surplus</i> .....	p. 58
Figura 10 -	CMO Sudeste X Energia Armazenada e Energia Afluente .....	p. 70
Figura 11 -	CMO Sul X Energia Armazenada e Energia Afluente .....	p. 70
Figura 12 -	Visão Física do Intercâmbio Sul – Sudeste .....	p. 75
Figura 13 -	Subsistemas Considerados .....	p. 80
Figura 14 -	Diferença CMO Sudeste/Sul 2001 .....	p. 86
Figura 15 -	Diferença CMO Sudeste/Sul 2002 .....	p. 87
Figura 16 -	Diferença CMO Sudeste/Sul 2003 .....	p. 87
Figura 17 -	Diferença CMO Sudeste/Sul 2004 .....	p. 88
Figura 18 -	Diferença CMO Sudeste/Sul 2005 .....	p. 88
Figura 19 -	Diferença CMO Sudeste/Sul Carga Pesada .....	p. 90
Figura 20 -	Diferença CMO Sudeste/Sul Carga Média .....	p. 91
Figura 21 -	Diferença CMO Sudeste/Sul Carga Leve .....	p. 91
Figura 22 -	Diferença CMO Sudeste/Sul - Todos os Patamares de Carga (Caso Base) .....	p. 92

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 -	Evolução da Potência Instalada .....	p. 64
Quadro 2-	Extensão das Linhas de Transmissão .....	p. 64
Quadro 3-	Carga Própria de Energia .....	p. 65
Quadro 4-	Histórico Preço MAE .....	p. 67
Quadro 5-	Energia Natural Afluente .....	p. 69
Quadro 6 -	Níveis Iniciais de Armazenamento .....	p. 72
Quadro 7-	Limites de Intercâmbio .....	p. 74
Quadro 8-	Determinação do Intercâmbio Sul/Sudeste em Janeiro de 2001 .....	p. 75
Quadro 9-	Determinação do Intercâmbio Sudeste/Sul em Janeiro de 2001 .....	p. 75
Quadro 10 -	Níveis de Carga Sazonalizados .....	p. 78
Quadro 11-	Dados Estatísticos de CMO's – Submercado Sul .....	p. 82
Quadro 12-	Dados Estatísticos de CMO's – Submercado Sudeste .....	p. 82
Quadro 13-	Diferença CMO entre os Submercados Sudeste e Sul – Patamar de Carga Pesada (Caso Base) .....	p. 84
Quadro 14 -	Diferença CMO entre os Submercados Sudeste e Sul – Patamar de Carga Média (Caso Base) .....	p. 84
Quadro 15 -	Diferença CMO entre os Submercados Sudeste e Sul – Patamar de Carga Leve (Caso Base) .....	p. 84
Quadro 16-	Diferença CMO entre os Submercados Sudeste e Sul – Patamar de Carga Pesada (Caso com Expansão) .....	p. 85
Quadro 17 -	Diferença CMO entre os Submercados Sudeste e Sul – Patamar de Carga Média (Caso com Expansão) .....	p. 85
Quadro 18 -	Diferença CMO entre os Submercados Sudeste e Sul – Patamar de Carga Leve (Caso com Expansão) .....	p. 85



## **LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS**

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASMAE	Administradora dos Serviços do MAE
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCPE	Comitê Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos
CCT	Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão
CG	Centro de Gravidade
CMLP	Custo Marginal de Longo Prazo
CMO	Custo Marginal de Operação
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COEX	Comitê Executivo do MAE
COMAE	Conselho do MAE
CPST	Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S. A.
GCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
GCOI	Grupo Coordenador para Operação Interligada
GCPS	Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico
LIGHT	LIGHT Serviços de Eletricidade S.A
MAE	Mercado Atacadista de Energia, instituído pela Lei n. 9648/98
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema, instituído pela Lei n. 9.648/98
PAR	Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica
PDET	Programa Determinativo de Expansão da Transmissão
PIE	Produtor Independente de Energia
PND	Programa Nacional de Desestatização

RE-SEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SE	Sudeste

## 1 INTRODUÇÃO

O panorama institucional brasileiro, de acordo com a reestruturação conduzida pelo Governo, assegura a livre competição nos segmentos de oferta e comercialização de energia elétrica, possibilitando ainda a inserção ou retirada de montantes associados à importação/exportação. Dentro desse contexto, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS tem a atribuição de coordenar a operação da Rede Básica<sup>1</sup> de transmissão e o despacho otimizado do sistema hidrotérmico, enquanto o Mercado Atacadista de Energia – MAE provisiona o ambiente de contabilização/liquidação da energia requerida e não-garantida através de contratos bilaterais.

O livre acesso ao sistema de transmissão e distribuição por parte dos usuários em geral e também dos importadores e exportadores está regulamentado pela Resolução 281/99, estando as tarifas de uso estabelecidas nas Resoluções 282 e 286/99, respectivamente, para transmissão e distribuição.

Efetivamente, nem todas as condições e meios têm sido estabelecidos no quadro regulatório de forma a permitir a viabilização das interligações energéticas, proporcionando uma otimização dos recursos existentes no país, o que está prejudicando a concorrência nos segmentos mencionados.

O marco regulatório, que se imaginava consolidado, mostrou-se bastante vulnerável para tratar de um problema como o do racionamento recente, o que exigiu mudanças

---

<sup>1</sup> Entende-se por Rede Básica o conjunto das linhas de transmissão e instalações (subestações, equipamentos e barramentos) que operam em tensão igual ou superior a 230kV e, em alguns casos, em tensão igual a 138 kV, e que são utilizadas por todos os agentes do setor elétrico. A ANEEL pretende definir critérios permanentes para a inclusão de novas instalações na Rede Básica, permitindo sua expansão para acompanhar a dinâmica de crescimento do mercado e favorecer a efetiva competição no setor. A Rede Básica de transmissão é operada e remunerada de forma condominial, por ser de interesse de todos os usuários do sistema (concessionárias, permissionárias, consumidores livres, centrais geradoras etc.), sendo paga por eles. Assim, para o bom funcionamento do mercado de energia elétrica, é fundamental que exista uma bem estruturada rede de linhas de transmissão, principalmente para que novas fontes de geração sejam disponibilizadas para o mercado consumidor. Quaisquer que sejam as empresas proprietárias dessas linhas, todos os agentes têm direito ao livre acesso, mediante o pagamento de uma tarifa de uso da transmissão.

importantes, ainda que transitórias, na governança regulatória. De qualquer forma, apesar da criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), o Agente Regulador continua sendo a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. O Operador Nacional do Sistema – ONS é outra figura central do novo modelo, mas também teve seu desempenho bastante questionado e uma das razões reside no fato de que tal órgão pode não ter utilizado, de forma adequada, todos os recursos energéticos disponíveis, devido às restrições de transmissão.

Na área de planejamento da expansão, que no caso da geração é apenas indicativo, o órgão central do setor no novo modelo é o Comitê Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos – CCPE, também muito questionado durante o racionamento. Vale lembrar que até meados de 1998, a função de planejamento da expansão, que era exercida de forma centralizada sob a coordenação da ELETROBRÁS, está distribuída entre diversas instituições, como o próprio ONS, que atualmente determina as expansões de transmissão no curto prazo, o CCPE, que faz o mesmo para o longo prazo e indica a trajetória ótima de expansão da geração, sem contar o recentemente implementado Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, que é o órgão superior do planejamento energético do país, além de ser um órgão de assessoria ao Presidente da República. Para muitos, a descentralização e mesmo a inoperância da função planejamento acabaram fazendo com que regiões com sobra de energia não tivessem condições de exportação, na quantidade desejada, para as regiões racionadas.

O novo modelo implantado para o Setor Elétrico Brasileiro - SEB tem os seguintes pressupostos fundamentais:

- competição na geração e na comercialização;
- livre acesso às redes de transmissão e distribuição e
- regulação nos serviços de transmissão e distribuição.

O governo, assumindo tais pressupostos, promoveu a segmentação da indústria por unidades de negócios, como geração, transmissão, distribuição e comercialização, sendo que as empresas do Setor Elétrico foram, pelo menos, contabilmente separadas de acordo

com seus segmentos relevantes, que são a geração, transmissão, distribuição e comercialização.

O sistema elétrico brasileiro é dividido em submercados, que possuem limitações de transmissão, as quais ocasionam uma exposição ao risco com grandes diferenças de preços. O risco mais acentuado é entre as Regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste, motivo pelo qual procurou-se, neste trabalho, dar enfoque às restrições entre esses submercados.

Neste contexto, procura-se mostrar que a exposição ao risco resultante da grande diferença de preços entre os submercados, provocada por restrições de transmissão entre eles, dificulta a competitividade entre agentes de geração que atuam entre esses dois submercados.

## 1.1 CARACTERÍSTICAS GERAIS

Como foi visto acima, o novo modelo leva a uma competição na geração e na comercialização, o que torna fundamental que segmentos regulados pelo governo - transmissão e distribuição - tenham seu desenvolvimento de forma transparente, permitindo a competição e, conseqüentemente, um menor preço para o consumidor final.

O sistema brasileiro de produção de energia elétrica é hidrotérmico, de grande porte, com forte predominância das usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. Três características importantes do Sistema Elétrico Brasileiro formam a base para a existência impositiva da sua operação: a interconexão dos sistemas de transmissão das empresas, a interdependência operativa entre as usinas e a integração dos recursos de geração e transmissão no atendimento do mercado.

Há dois grandes sistemas interligados, um formado pela interconexão das redes de transmissão das empresas concessionárias das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste e outro, pelas empresas da Região Nordeste e parte da Região Norte, além de um conjunto de mais de 350 sistemas elétricos isolados na Região Amazônica.

Sob o ponto de vista energético, operar um sistema hidrotérmico com predominância de usinas hidrelétricas significa decidir, ao início de cada estágio, qual é o volume meta de turbinamento. A decisão de qual deve ser o turbinamento de cada usina é tomada pela conjunção de dois modelos matemáticos: um que representa o comportamento do sistema físico e outro que representa o processo natural das afluências fluviais ao sistema. A solução obtida com os modelos matemáticos é aplicada ao sistema físico.

O Brasil, a exemplo de outros países do mundo, vem repensando o papel do Estado na economia. Segundo Castelo Branco (1996), o principal motivo que desencadeou as mudanças no setor elétrico brasileiro baseia-se na ausência de recursos públicos para a realização de novos investimentos e na ineficiência das concessionárias estatais, detentoras de elevados custos, com um preço alto para a expansão de energia elétrica. Na falta de investimentos, constatou-se um desequilíbrio entre oferta e demanda de energia, o que levou os consumidores em todos os níveis de consumo a incorrerem em um risco acima do limite aceitável.

Considerando que o setor de energia elétrica é um dos essenciais da economia e, como tal, deve estar alicerçado para atender às necessidades da sociedade como um todo, o SEB está sendo transformado com o objetivo de estabelecer a concorrência de mercado, seguindo os passos de países como Inglaterra, Chile, Argentina, Noruega e Estados Unidos da América, resguardadas as peculiaridades de cada país.

A reestruturação do SEB tem como principal característica a desverticalização da indústria, o que permitirá que as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização sejam desempenhadas de forma autônoma e independente, seguindo uma tendência que vem ocorrendo em escala global, possibilitando um mercado competitivo no qual todos os interessados em participar dos segmentos de geração e comercialização têm livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição.

Para VINHAES (1999):

Destacando-se as particularidades dos modelos de reestruturação dos diferentes países, é possível identificar algumas tendências comuns. Em geral, o objetivo da

reforma do setor tem sido principalmente introduzir a competição naqueles segmentos não caracterizados como monopólio natural, com base na tese de que as empresas atingem maiores níveis de eficiência quanto mais estejam submetidas à concorrência (p. 4).

Segundo SILVA (2001), o funcionamento do mercado dessa nova indústria de energia elétrica dependerá de sua eficiência econômica e de sua auto-sustentação, de modo a garantir a expansão do sistema com elevado grau de confiabilidade e manutenção dos requisitos de qualidade exigidos pela sociedade, não devendo ocorrer discriminação na prestação de serviços e a universalização deve ser vista como uma meta.

Dentro desse contexto, um fator que assume fundamental importância é a existência de recursos de transmissão que otimizem os recursos energéticos. Um sistema de transmissão com capacidade adequada de transferência entre os submercados permite aos acessantes uma maximização dos benefícios através da transferência de recursos energéticos.

Da energia elétrica consumida no Brasil, aproximadamente 95% provém de usinas hidrelétricas e, por essa razão, a disponibilidade energética e, conseqüentemente, o preço da energia dependem fundamentalmente da ocorrência de chuvas. Devido às suas características geoclimáticas e proporções continentais, o Brasil possui em seu território várias bacias hidrográficas com diferentes regimes de chuvas. Dessa forma, enquanto numa determinada região o maior volume de chuvas ocorre no verão, em outra, as chuvas são mais intensas no inverno. Assim sendo, é teoricamente possível operar o sistema elétrico de forma a otimizar a produção de energia em função das características complementares entre as bacias hidrográficas. Em outras palavras, quando estão ocorrendo chuvas em grande quantidade em uma determinada região, as usinas hidrelétricas desse local exportam parte de sua produção para as regiões que se encontram no período seco ou com situação hidrológica menos favorável. Quando a situação das chuvas se inverte, o fluxo de energia também é revertido e a região, antes exportadora, passa a importar energia necessária para atender ao seu mercado.

A partir das características citadas, constata-se que, teoricamente, é possível otimizar a produção de energia hidrelétrica através de uma operação centralizada que leve sempre em conta essas características complementares do sistema.

Com o objetivo de permitir a reformulação do mercado de energia elétrica brasileiro sem o risco de descontinuidades operacionais ou comerciais, foi concebido o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE (que será melhor abordado no capítulo 3), mecanismo esse que atribui a cada usina uma Energia Assegurada<sup>2</sup>, repartindo-se normalmente a produção acima desses montantes entre as usinas que estiverem produzindo menos que sua energia assegurada. Somente quando há sobras generalizadas, ou seja, quando o sistema todo produz mais que sua energia assegurada total, os geradores podem vender esse excedente no mercado *spot* ou em contratos livremente negociados. Nessa situação, cada usina fica com uma quota da sobra dessa energia que se denomina secundária<sup>3</sup>, podendo comercializá-la.

É importante destacar que é o ONS que define os montantes a serem produzidos em cada usina ou empresa de geração. Na verdade, o mercado com despacho centralizado é conhecido como *tight pool*<sup>4</sup>. Com o MRE e o *tight pool*, é teoricamente possível que os riscos e benefícios inerentes à operação do sistema elétrico estejam adequadamente distribuídos entre todos os agentes do mercado.

## 1.2 RELEVÂNCIA E LIMITAÇÕES DO TRABALHO

Considerando as características específicas do SEB e as diferenças de preços entre os submercados Sul e Sudeste, provocadas pela influência das restrições de transmissão, acredita-se que a relevância do trabalho está na demonstração de que os atuais limites de

---

<sup>2</sup> É a quantidade de energia que o gerador pode comprometer (volumes médios anuais) em contratos de longo prazo. “A energia assegurada pode ser entendida como um certificado que permite ao seu detentor comercializar a sua produção até o valor nominal do certificado. A energia assegurada de uma usina está associada com a sua capacidade de produção, sendo o seu valor homologado pela ANEEL.” (SILVA, 2001: p.25)

<sup>3</sup> Energia alocada para uma usina participante do MRE além da sua energia assegurada.

<sup>4</sup> Modelo com despacho centralizado, no qual somente as unidades termelétricas declaram preços, possibilitando o cálculo do valor marginal da água, a partir da função de custo futuro. Conhecendo-se o valor marginal da água e os preços declarados pelas termelétricas, o ONS determina o despacho ótimo do sistema. Esse modelo permite ao ONS determinar uma sequência de despacho para o parque térmico e hídrico, considerando um planejamento centralizado ótimo. O *ranking* de despacho das usinas térmicas se determina em função dos custos variáveis de produção de cada gerador, sendo esse custo calculado em função do preço do combustível declarado e do consumo específico de cada unidade. Já as usinas hidrelétricas têm seu *ranking* de despacho baseado em função do valor marginal da água, resultado de uma função de custo futuro,



intercâmbio entre esses dois submercados não permitem uma otimização real do sistema, implicando preços MAE diferenciados por submercado e acarretando riscos para os geradores.

Além disso, para o intercâmbio entre os submercados Sul e Sudeste, tem-se a situação agravada pelo fato de que a Usina de Itaipu está alocada na região Sudeste e com prioridade de despacho, concorrendo com os demais geradores na realização do intercâmbio no sentido Sul/Sudeste. Deve-se considerar ainda que as dificuldades de identificação das restrições internas específicas de cada submercado que, teoricamente, não compõem o preço MAE, devem ser levadas em conta, sob a ótica do planejamento da expansão, pois na prática geram um aumento dos Encargos dos Serviços de Sistemas - (ESS), valores destinados à recuperação dos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para o atendimento do consumo o que será melhor explicado no capítulo 3.

Atualmente, a transferência ou os limites de intercâmbio no sentido Sul/Sudeste ocorrem, aproximadamente, da seguinte forma dependente do despacho de Itaipu que é priorizado pelo ONS:

- Carga Média e Pesada: 2.300 MW
- Carga Leve: 700 MW

Deve-se salientar que, no período de carga leve, a capacidade de transferência diminui consideravelmente em função da diminuição da carga e, além disso, para garantir a estabilização do sistema em caso de contingências, há necessidade de despacho mínimo das usinas do Sudeste. Os horários dos patamares de carga determinados pelo MAE e utilizados nas Regras de Mercado são:

- Patamar de Carga Pesada - Período de tempo compreendido entre 18:00 e 21:00 horas de cada dia útil do mês (segunda a sábado), horário oficial de Brasília e fora do período de vigência do horário de verão. Na vigência do horário de verão as três

---

que expressa para um menor volume de água nos reservatórios, um maior preço de cada metro cúbico a ser turbinado.

horas consecutivas desse patamar serão as compreendidas entre 19:00 e 22:00 horas;

- Patamar de Carga Média - Período de tempo compreendido entre 07:00 e 18:00 horas e entre 21:00 e 24:00 horas (dias úteis). Nos domingos e feriados nacionais, é o tempo compreendido entre 17:00 e 22 horas, no horário oficial de Brasília e fora do período de vigência do horário de verão. Na vigência do horário de verão, esse patamar será constituído pelas horas compreendidas entre 07:00 e 19:00 horas e entre 22:00 e 24:00 horas nos dias úteis e entre 18:00 e 23:00 horas nos domingos e feriados nacionais e
- Patamar de Carga Leve - Período de tempo correspondente aos horários do mês não associados ao Patamar de Carga Pesada e ao Patamar de Carga Média.

A escolha do assunto proposto como tema de trabalho acadêmico, não mereceria comentários maiores, não fossem os detalhes e particularidades que o cercam, provocando calorosas discussões entre os agentes do setor. Trata-se de um tema atual, possibilitando aos interessados do mundo acadêmico ou não conhecerem alguns pontos do impacto das restrições de transmissão na formação do preço de energia no mercado de curto prazo.

O fato da implantação do novo modelo que está sendo adotado no SEB ainda não ter sido totalmente concluído, conforme cronograma da Resolução 290, implica em uma limitação para o trabalho, pois análises e resultados referentes a aspectos relevantes das Regras do MAE, como Encargos de Serviços do Sistema, pagamento de Serviços Ancilares, entre outros, não podem ser realizados, justamente pelo setor encontrar-se em uma fase de adaptação. Em outros países, os movimentos de regulamentação ocorridos há muito mais tempo, somente agora, em termos de histórico, fornecem alguns resultados que possibilitam certas conclusões. Acredita-se que a elaboração deste trabalho, realizado após algum tempo da terceira etapa de implementação das Regras do MAE, poderá fornecer uma visão do comportamento do mercado, mais realista sob a ótica dessas regras.

### 1.3 OBJETIVO GERAL

O objetivo principal deste trabalho é identificar o impacto na comercialização de energia elétrica de curto prazo devido às restrições de transmissão existentes entre os submercados Sul e Sudeste.

### 1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Revisar os aspectos mais relevantes do novo contexto do SEB, dando-se ênfase às novas Regras de Mercado.
- Demonstrar que a diminuição das restrições de transmissão entre regiões é um meio para conseguir que os consumidores tenham acesso a um serviço de eletricidade mais eficiente em termos de economia de abastecimento e uma melhora na qualidade e segurança do serviço prestado.
- Mostrar que a diminuição das restrições de transmissão entre submercados aumenta a eficiência da operação do Sistema Elétrico, obtida por redução dos custos de produção, devido à transferência de energia entre submercados, aproveitando-se a diversidade hidrológica existente entre elas.
- Apresentar os resultados alcançados sob o enfoque das novas Regras de Mercado que estão sendo implantadas no SEB.
- Utilizar a ferramenta operacional NEWAVE<sup>5</sup> para simulação e melhor esclarecer o estudo proposto.

### 1.5 DESCRIÇÃO GERAL DO ESTUDO E METODOLOGIA

O estudo proposto tem como objetivo apresentar as diferenças entre os CMO's para os submercados Sul e Sudeste, considerando os limites de intercâmbio reais indicado pelo ONS e as diferenças dos custos marginais entre esses submercados para um caso hipotético, no qual aumentou-se em 1.000 MW a capacidade de intercâmbio. Fez-se

---

<sup>5</sup> Modelo de otimização para o planejamento de médio prazo, que será melhor explorado no capítulo 3.

demonstrações deixando claro que, com o aumento da capacidade de intercâmbio, as diferenças de preços entre os submercados diminuem.

Para a pesquisa em questão, visando possibilitar a comparação desejada, foram consideradas duas situações, sendo a primeira denominada de CASO BASE e a segunda de CASO COM EXPANSÃO.

Os preços de energia no mercado MAE são obtidos com base nos custos marginais de curto prazo, calculados por um modelo de otimização. Utilizou-se como ferramenta de trabalho, o modelo NEWAVE, adotado pelo setor, considerando-se como premissas para todas as simulações as recomendações do Programa Mensal de Operação de janeiro de 2001.

Faz-se o estudo com a simulação do modelo NEWAVE, com os limites de intercâmbios reais para o caso base, analisando-se os CMO's para os submercados Sul e Sudeste, assim como as diferenças entre esses custos que determinam o preço MAE. Adota-se o mesmo procedimento para o caso com expansão. Para o caso base analisado, considera-se o sistema operando com seus limites reais de intercâmbio, enquanto que para o caso com expansão considera-se o sistema operando com um aumento na capacidade de intercâmbio, ou seja, uma diminuição das restrições de transmissão, possibilitando uma maior transferência de energia de um submercado a outro.

## 1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

A construção de um referencial analítico conveniente ao escopo deste trabalho foi desenvolvido em cinco capítulos. No capítulo 1, tem-se a Introdução, que apresenta, de forma genérica, características do novo modelo que está sendo adotado no setor elétrico brasileiro, situando o tema proposto dentro do novo contexto apresentado.

No capítulo 2 apresenta-se aspectos do setor elétrico brasileiro, dando-se ênfase ao processo de transformação do setor, as características do planejamento da operação energética, assim como outras características relacionadas à transmissão, que interferem na formação do preço de energia de curto prazo.

Após essa parte introdutória, faz-se, no capítulo 3, uma revisão bibliográfica considerando-se outros trabalhos, especialmente algumas referências disponíveis no setor elétrico, com o objetivo de mostrar, conceitualmente, em que se baseia a formação do preço em mercados como o caso brasileiro que possui despacho centralizado.

Mediante estudos de situações que consideram características do sistema elétrico, como oferta e demanda de energia, recursos energéticos de gás e hidrotermicidade com alcance de médio prazo (Horizonte 2005, Base janeiro 2001), analisa-se, no capítulo 4, para fins de representação do problema, a volatilidade do preço da energia em diferentes alternativas de capacidade de transferência, adotadas entre os submercados Sul e Sudeste. Procura-se mostrar também uma sensibilidade quanto às restrições, destacando-se que há forte impacto de tais restrições sobre os preços.

Finalmente, de posse dos resultados das análises dos casos para os submercados Sul e Sudeste, apresenta-se, no capítulo 5, algumas conclusões e recomendações sobre a necessidade do aumento da capacidade das linhas de transmissão sob a ótica do referencial teórico apresentado nos capítulos 2 e 3.

## **2 ASPECTOS CONCEITUAIS DO MERCADO BRASILEIRO**

### **2.1 TRANSFORMAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

#### **2.1.1 Razões da Transformação e Marco Regulatório**

O Brasil manteve sua estrutura de setor elétrico nas mãos da iniciativa privada até meados dos anos 60, quando a oferta de energia era controlada por dois grandes grupos estrangeiros, LIGHT e ANFORP. O início do seu processo de estatização deu-se a partir de 1963, com a criação das Centrais Elétricas Brasileiras S.A - ELETROBRÁS, e a partir daí, iniciou-se a construção das grandes hidrelétricas. Empresas estatais federais e estaduais foram criadas utilizando o capital disponível na ocasião e explorando os recursos hidrelétricos do país.

Até 1997, o setor elétrico permaneceu monopolizado pelo Estado. Não havia competição entre as empresas atuantes na geração, transmissão e distribuição da energia elétrica. O planejamento da expansão e da operação do sistema era coordenado pela ELETROBRAS, através do Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico (GCPS) e do Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI). O setor era ainda verticalizado e fortemente regulamentado em termos de fixação de preços e de condições de prestação de serviços.

A partir da década de 80, verificou-se uma escassez de capital e um alto endividamento, o que provocou a paralisação do desenvolvimento do setor elétrico. Tradicionalmente, a União ficou responsável pelas atividades de geração e transmissão por meio de empresas da ELETROBRÁS, enquanto os estados ficaram responsáveis pela distribuição. Na década de 1980, a recessão e a crise da dívida externa, aliadas ao esgotamento do modelo setorial estatizado e a paralisação das obras de geração, criaram um quadro grave de estrangulamento financeiro do setor. O SEB, com suas atividades nas mãos de empresas estatais, atuava com ineficiência nos gastos com a inserção de novos empreendimentos e

na administração de forma geral, deixando tanto o parque gerador como o próprio sistema de transmissão em risco de colapso, com precariedade nas manutenções, ocasionada pela falta de investimentos em geração e em reforços imprescindíveis nos sistemas de alta e baixa tensão. Aliado a isso, todo o sistema tarifário não estava sinalizando para que novos investimentos fossem canalizados para as deficiências na oferta de geração e aumento na capacidade de transformação e transmissão de energia.

A partir daí, deu-se início a uma reorganização institucional do setor, diminuindo a presença do Estado que já não dispunha de recursos financeiros para investir. "As reformas institucionais do setor elétrico brasileiro tiveram início com a Lei nº 8.631, que extinguiu a remuneração garantida, eliminou as tarifas unificadas no território nacional e instituiu a recuperação tarifária" (CASTELO BRANCO, 1996).

Em 1995, foi editada a Lei 8.987, mais conhecida como Lei das Concessões. As modificações introduzidas por essa Lei alicerçaram o novo marco regulatório para o Setor Elétrico. Com a Lei das Concessões ficou estabelecido:

- novas normas para outorga e prorrogações de concessões para geração, transmissão e distribuição;
- criação dos consumidores livres, que ficam liberados dos monopólios comerciais de compra e venda de energia elétrica pelas distribuidoras;
- no julgamento das novas licitações serão considerados critérios como o menor valor da tarifa, melhor oferta financeira pela concessão e uma combinação entre os dois primeiros critérios.

A edição da Lei nº 9.074/95, que foi regulamentada pelo Decreto 2003, de 10/09/1996, definiu a figura do Produtor Independente de Energia Elétrica - PIE. A reestruturação do SEB foi então iniciada, com o governo promovendo a desestatização dos ativos federais e incentivando a privatização dos ativos dos estados.

A nova legislação do setor elétrico brasileiro tem como principais objetivos promover a competição e a eficiência técnica e econômica do setor, bem como atrair novos agentes, capitais privados nacionais e internacionais de forma a viabilizar a sua expansão. No novo modelo, o papel do Estado na operação é diminuído, sendo fortalecidas suas funções

reguladoras. O monopólio natural passa a ser restrito aos sistemas de transmissão e distribuição sendo imprescindível a sua regulamentação[...] (CASTELO BRANCO, 1996: p.114).

Com o objetivo de garantir a expansão da oferta de geração com um grau elevado de confiabilidade e incentivar a operação/manutenção a baixo custo, o setor procurou estimular a entrada do capital privado no setor, seja assumindo parte da indústria existente através de leilões de privatização das empresas ainda sob o controle da estatal seja participando da sua expansão nos segmentos de geração, transmissão ou distribuição.

As reformas do setor elétrico, que vêm ocorrendo no Brasil, e em outros países do mundo, seguem a tendência do modelo inglês, que constitui o paradigma internacional no sentido de privilegiar a separação das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia. Conforme recente livro publicado pelo economista inglês David Newbery, nos cerca de 30 países que optaram pela privatização do setor elétrico, verifica-se a separação das atividades do setor em 27 deles. A premissa central do modelo inglês é que no segmento de geração há condições para o surgimento de concorrência, o que levaria ao incremento da eficiência do setor. Já nos segmentos de transmissão e distribuição, existiriam ainda fortes características de monopólio natural, reduzindo as possibilidades de se criar mercado competitivo. Isto significa que a condição monopolista é considerada um atributo peculiar nesses dois segmentos, e a introdução da concorrência é tida como factível e, até mesmo, indesejável à eficiência e ao bem – estar (MATTOS, 2001).

Sob esse contexto, deu-se início, em 1996, sob a coordenação do Ministério de Minas e Energia (MME) e consultoria de um consórcio comandado pela Coopers & Lybrand, ao Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – Projeto RE-SEB. Nesse processo foi criada, pela Lei 9.427, de 26/12/1996, e constituída pelo Decreto 2.335, de 06/10/1997, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, substituindo o DNAEE. Em agosto de 1998, surgiu, após amplas discussões, no âmbito do Projeto RE-SEB, um arcabouço inicial com a estrutura e as regras para a implantação do novo mercado de energia elétrica. Logo após, foi estabelecido o marco inicial do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE através da assinatura do Acordo de Mercado pelos agentes de mercado, que foi um acordo de cunho multilateral, homologado pela ANEEL através da Resolução nº 18 de janeiro de 1999. No acordo de mercado, foi anexado o documento básico para o Estabelecimento das Regras do MAE com as principais diretrizes para a elaboração das regras de mercado. Por decisão da ANEEL foi transferida aos agentes do mercado atacadista a responsabilidade para elaboração das regras do MAE e posterior homologação da ANEEL. Segundo as



definições do Acordo de Mercado, citado por PAIXÃO (1998), "MAE é o ambiente organizado e regido por regras claramente estabelecidas no qual se processam a compra e a venda de energia entre seus participantes, tanto através de contratos bilaterais como em um mercado de curto prazo, tendo como limites os sistemas interligados Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste" (p.259).

O objetivo final da transformação esperada para o SEB, com base em uma legislação consistente, é resguardar adequadamente os direitos dos consumidores e usuários dos serviços de energia elétrica. A reforma do setor foi balizada por dois princípios básicos: garantia da expansão da oferta, assegurando, dessa forma, o abastecimento a longo prazo e fornecimento de energia dentro de uma relação entre qualidade e preço.

#### **Objetivos instrumentais da nova legislação**

- proporcionar a realização de investimentos privados de risco para assegurar o fornecimento de energia a longo prazo;
- promover o livre acesso, não discriminado, aos serviços, sistemas de transmissão e subtransmissão e instalações;
- promover a competitividade nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica;
- incentivar o fornecimento adequado em quantidade e qualidade, fixando metodologias tarifárias apropriadas.

#### **Critérios da regulamentação**

- desregulação a fim de possibilitar que o mercado atue em condições de concorrência;
- segurança jurídica aos investidores e aos consumidores;
- desregulação progressiva em função do conhecimento das novas regras de mercado, pelos consumidores e usuários dos serviços de eletricidade;
- garantia de acesso das empresas e dos consumidores às informações do mercado;
- asseguarção da transparência de procedimentos e decisões adotadas e
- segurança Regulatória:

- estabilidade nos critérios;
- flexibilidade para sua adequação à realidade e
- previsibilidade nas mudanças.

### **Meios**

- clara diferenciação entre:
  - atividades que permanecem no âmbito do mercado e
  - atividades que requerem regulação.
- sistema de Preços de Mercado para as atividades de Risco (Geração);
- concessão para as atividades que requerem regulação;
- privatização e
- criação de instituições requeridas pelo Modelo.

#### **2.1.2 Instituições no Novo Modelo**

- **CCPE**: Órgão do governo vinculado ao MME - Ministério de Minas e Energia que avalia as necessidades de expansão do sistema elétrico a médio e longo prazo. Ao agente planejador do sistema cabe estudar o planejamento da expansão do sistema visando atender à solicitação do mercado futuro. Entre as atribuições do agente planejador, pode-se citar:
  - projetar a demanda futura;
  - definir a expansão da transmissão necessária para atender a demanda futura;
  - atualizar as informações dos possíveis aproveitamentos energéticos e
  - definir a alocação da energia assegurada.
- **ANEEL**: Organismo de Estado, independente do Governo, responsável por toda a regulamentação do setor e pelo equilíbrio entre os interesses e as necessidades dos

clientes e das empresas. Órgão com finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão e distribuição de energia elétrica em conformidade com as diretrizes políticas do Governo Federal em substituição ao DNAEE. Suas maiores atribuições são:

- atuar de forma a preservar o ambiente competitivo instalado no setor elétrico, coibindo abusos de poder econômico por parte dos agentes;
  - autorizar estudos de viabilidade de novos empreendimentos de geração, licitar novos aproveitamentos energéticos ou conceder autorização para a implantação dos mesmos, quando cabível;
  - licitar novas obras de transmissão indicadas pelo ONS, como necessárias à sua operação adequada, ou autorizar a construção das mesmas a uma determinada empresa de transmissão;
  - aprovar as receitas permitidas das transmissoras e distribuidoras;
  - aprovar as receitas permitidas da comercialização ao mercado cativo e
  - homologar as tarifas de transmissão calculadas pelo ONS e as de distribuição propostas pelas empresas distribuidoras.
- **ONS:** Entidade privada e sem fins lucrativos encarregada da operação elétrica da chamada Rede Básica, com o propósito de viabilizar as transações de compra e venda de energia celebradas no âmbito do MAE. Suas atribuições básicas são:
    - operar as instalações elétricas disponibilizadas, de forma a garantir uma boa qualidade no fornecimento da energia vinculada às transações efetuadas no MAE;
    - despachar as gerações integradas (acima de 50 MW de capacidade instalada ou outras selecionadas a seu critério), buscando a otimização energética em nível nacional;
    - definir a necessidade de novas obras na Rede Básica e submeter à ANEEL o Plano de Obras associado para a licitação/autorização de sua construção;
    - cobrar os encargos de transmissão dos usuários da Rede Básica e
    - definir, conjuntamente com as empresas transmissoras envolvidas, as obras necessárias à conexão de um novo agente.

- **ASMAE:** Pessoa jurídica de direito privado, prestadora de serviços administrativos, técnicos e jurídicos no âmbito do MAE sob autorização da ANEEL.

A figura 1 mostra o novo modelo de organização do Setor Elétrico Brasileiro.

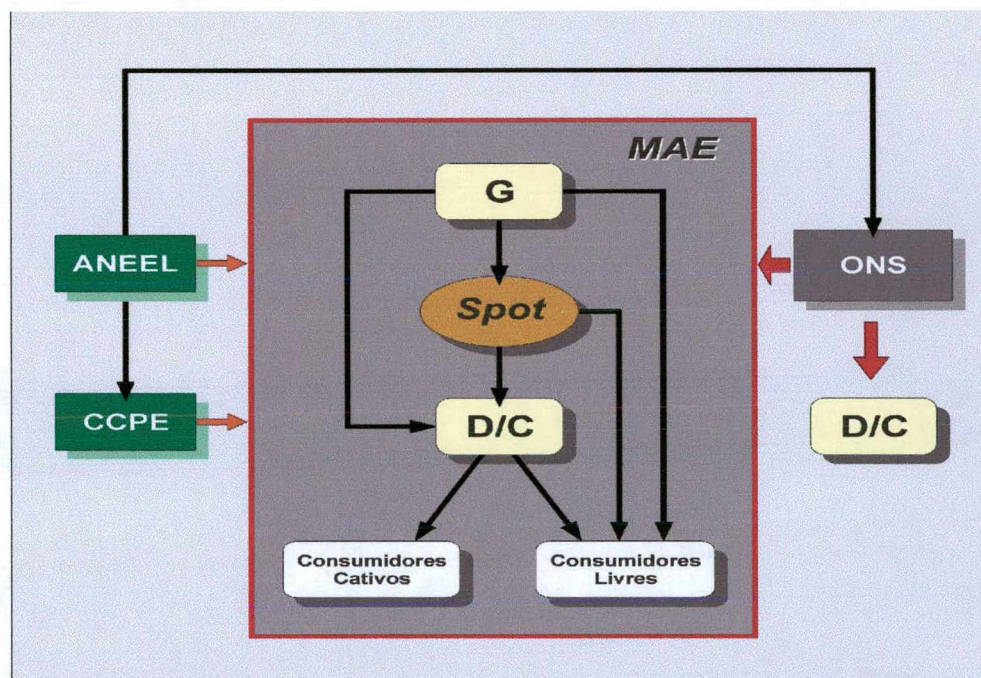


Figura 1 – O novo modelo de organização do Setor Elétrico Brasileiro

Fonte: Silva e Finardi (1999).

### 2.1.3 Objetivos e Agentes no Novo Mercado Atacadista de Energia - MAE

O Brasil adotou, como estrutura, um modelo de Mercado<sup>6</sup>, visando criar um ambiente competitivo e compreendendo um mercado de contratos e um mercado *Spot*. Os principais objetivos do MAE são:

<sup>6</sup> A organização dos Mercados Latinos Americanos desenvolve-se sobre o conceito marginalista e baseia-se em modelos de despacho centralizado. O modelo Marginalista tem como princípio estabelecer um sistema de preços tal que as decisões de investimentos e de operação tenham como tendência os mesmos resultados que um planejamento centralizado ótimo.

- estabelecer um preço que reflita o custo marginal do sistema, a fim de que os geradores e consumidores possam tomar decisões que reflitam o custo real de energia;
- estabelecer um preço que possa servir de referência para contratos bilaterais<sup>7</sup> de longo prazo;
- garantir um mercado no qual possa haver negociação da energia não contratada ao Preço MAE em vigor e
- criar um ambiente multilateral onde os comercializadores<sup>8</sup> possam escolher de quem comprar e para quem vender energia.

Com a abertura do setor elétrico ao capital privado, foi necessária uma reestruturação do setor, criando-se novos agentes e redefinindo-se o papel daqueles já existentes no SEB.

### **Os Novos Papéis dos Agentes do Setor Elétrico**

- **Geração:** A atividade é aberta à competição na comercialização de energia elétrica. Não é atividade regulada, todavia seus direitos e obrigações estão contidos nos contratos de concessão ou na autorização, conforme o caso, nos termos da legislação vigente. Todos os geradores têm a garantia de livre acesso aos sistemas de transporte (transmissão e distribuição).
- **Transmissão:** As redes de transmissão agora constituem-se em vias de uso aberto, podendo ser utilizadas por qualquer Agente, pagando a devida remuneração ao proprietário. O pagamento pelo uso da rede deve estimular o ingresso de novos geradores e consumidores, bem como a entrada de novos agentes por licitação. O

---

<sup>7</sup> São contratos de compra e venda, livremente negociados entre duas partes, refletindo exclusivamente, as expectativas de ambas, em relação às condições futuras do mercado. Ao registrarem um contrato bilateral no MAE, as duas partes evitam que a quantidade de energia contratada seja automaticamente liquidada ao preço do MAE. Dessa forma evitam a volatilidade do preço *Spot*.

<sup>8</sup> Agentes que possuem habilitação para atuar na compra e venda de energia elétrica. Podemos citar os comercializadores em três tipos: *Trader* - negocia a energia para consumo próprio; *Broker* - negocia a energia em nome de terceiros; *Dealer* - negocia a energia tentando diminuir os níveis de incerteza para os produtores e cobra um prêmio por assumir os riscos de mercado.

Agente de transmissão tem como principal função garantir o livre acesso às suas redes de transmissão, desde que consultado o ONS.

- **Distribuição:** A distribuição é atividade regulada técnica e economicamente pela ANEEL e, assim como as redes de transmissão, deve conceder liberdade de acesso a todos os Agentes do mercado, sem discriminação. Todo consumidor localizado na zona geográfica de abrangência da distribuidora tem o direito de conectar-se à rede de distribuição e a empresa é obrigada a prestar um serviço de qualidade, independente do consumidor comprar energia dela ou de qualquer outra comercializadora.
- **Comercialização:** Com a reestruturação do setor elétrico, surgiu a figura do comercializador de energia, responsável pela compra, importação, exportação e venda de energia elétrica a outros comercializadores ou a consumidores livres através de contratos bilaterais ou no mercado *Spot* com os preços livremente negociados de acordo com o montante de energia. Essa atividade, da mesma forma que a geração, está aberta à competição.
- **Produtor Independente:** Pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou de parte da produção por sua conta e risco.
- **Consumidor Livre<sup>9</sup>:** Atualmente, estão enquadrados nessa categoria, os consumidores com demanda superior ou igual a 3 MW e tensão maior que 69 kV.

---

<sup>9</sup> Este mês de julho é um marco para o mercado de energia elétrica no Brasil. Desde o último dia 8, boa parte das empresas instaladas no país passou a ter o direito de escolher o seu fornecedor. Essa situação, de livre mercado, permite que uma empresa de São Paulo, por exemplo, agora possa escolher uma distribuidora do Norte do país para ser sua fornecedora de energia. Isso é válido para os consumidores de pelo menos três megawatts, o que pelas estimativas do governo representa 1.100 empresas, responsáveis por cerca de 20% da demanda do país. Antes, esse benefício era restrito aos consumidores de mais de dez megawatts, o que acabava atingindo apenas companhias de grande porte, como petroquímicas e montadoras. A previsão é que, a partir de 2005, qualquer consumidor, inclusive os residenciais, possam fazer o mesmo (MAUTONE, 2000).

Esses consumidores têm a opção de escolher livremente seus fornecedores de energia.

Deve-se lembrar, dentro do contexto que será discutido nesse trabalho que, a concorrência na geração, tão almejada no novo modelo, pode estimular comportamentos anticompetitivos.

Por exemplo, se o proprietário de uma geradora de energia também for monopolista da rede de transmissão, é plausível que ele forneça seus serviços de transmissão aos seus concorrentes na geração em condições discriminatórias, seja por preços de acesso elevados, qualidade inferior de conexão ou mesmo recusa de negociação. Mas, neste caso, a concorrência na geração estaria comprometida. Dessa forma, a opção pela separação da geração dos demais segmentos está intimamente ligada ao objetivo de introdução de concorrência naquela (MATTOS, 2001).

## 2.2 FORMAÇÃO DO CUSTO MARGINAL

Os custos marginais têm ampla utilização dentro do SEB, desde a implantação da atual estrutura tarifária, pela qual o custo marginal passou a ser a base relativa do estabelecimento dos preços. Esses custos têm grande uso ao nível de operação do sistema e ao nível de expansão, sendo importante seu entendimento conceitual.

O Custo Marginal de Operação (CMO) é o indicativo para a determinação do preço MAE. Nesta seção é revisado o conceito desse custo, conforme a teoria econômica, relacionando-a ao tema proposto. Ou melhor, ao longo do trabalho é mostrado como e porque as restrições de transmissão interferem no CMO e, conseqüentemente, no preço MAE e na comercialização de energia de curto prazo.

“Custo Marginal é o custo suportado pela sociedade para que seja produzida uma unidade a mais de um determinado bem, de forma a atender a um acréscimo marginal deste bem.” (Hirose, 1999: p. 3).

Ainda, conforme HIROSE (1999), no setor elétrico o bem referido é a energia elétrica. O planejamento do sistema elétrico pretende atender a demanda, ao longo do período de planejamento, a custo mínimo. Isso significa que o valor presente do plano de expansão,



investimento mais operação e manutenção, deve ser mínimo. Considerando-se que o sistema é planejado e operado de maneira ótima, o produtor pode lançar mão dos seguintes recursos para atender a um acréscimo de demanda:

- utilização de recursos que possuem um custo unitário de produção superior aos que estão sendo empregados naquele instante;
- redução do nível de confiabilidade do suprimento (corte de carga em contingência);
- realização de cortes de carga em regime normal de operação (redução de tensão, corte seletivo de cargas, racionamento etc.) e
- aumento da capacidade do sistema.

Vale ressaltar que os três primeiros itens, citados acima, implicam variar os custos de operação, o que caracteriza o custo marginal de curto prazo, enquanto o aumento da capacidade do sistema caracteriza o custo marginal de longo prazo. Na teoria de custo marginal, os termos curto e longo prazo referem-se às ações adotadas para atender ao acréscimo de demanda e não aos horizontes de planejamento. Quando o sistema é operado de forma ótima e se desenvolve de modo igualmente ótimo, verifica-se uma igualdade entre o custo marginal de curto prazo e o custo marginal de longo prazo.

Para BITU e BORN (1993), “O custo marginal é o incremento no custo total, resultante da adição de uma última unidade na quantidade produzida”( p.74). Da mesma forma, para GARÓFALO e CARVALHO (1992), esse custo caracteriza-se por ser a variação do custo total decorrente da variação de produção. Em termos discretos, sua representação é:

$$CM_{cp} = \frac{\Delta CT_{cp}}{\Delta q}, \text{ na qual } CM_{cp} \text{ é o custo marginal de curto prazo, } \Delta CT_{cp} \text{ é a variação}$$

do custo total de curto prazo e  $\Delta q$  é a variação na quantidade produzida de um determinado bem. (p.242)

No caso específico da operação de sistemas elétricos,

quando o custo marginal de operação for inferior ao de expansão, é mais econômico suprir um acréscimo de carga pelo sistema existente; a confiabilidade supera o nível adequado e o sistema encontra-se superdimensionado. Caso contrário, é mais econômico suprir um acréscimo de carga considerando a antecipação de projetos de geração: a confiabilidade



situa-se aquém do desejável e o sistema está subdimensionado. Desta forma, conclui-se que o sistema está corretamente dimensionado quando ocorrer à igualdade entre os custos marginais de operação e expansão (FORTUNATO, 1990: p.98).

A figura 2 mostra o ponto de equilíbrio, o qual representa a igualdade entre os custos marginais de expansão e operação. Como já mencionado, observa-se nessa figura a intersecção (ponto E) entre as curvas de custos marginais, operação e expansão, identificando o momento de se expandir e não de incrementar a produção com o parque existente.

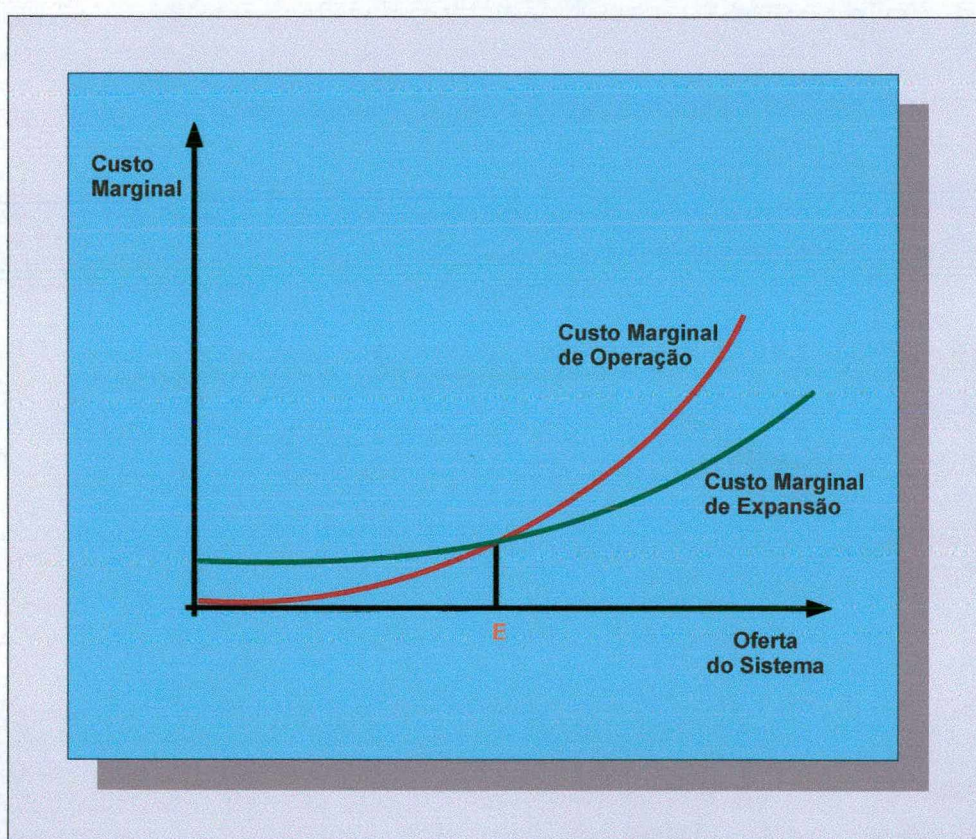


Figura 2 - Condição de Otimidade da Expansão

Entende-se por custo marginal a relação entre o acréscimo de custo total no sistema de geração, necessário para suprir um incremento do mercado de energia elétrica, e este incremento de mercado. Este custo é usualmente expresso em unidades monetárias por unidade de energia (\$/MWh).

O conceito de custo marginal é utilizado no planejamento da expansão e da operação de sistemas geradores em duas áreas principais:

estudos de tarifação e critérios de suprimento e operação ótima do parque gerador.

Nos estudos de planejamento da expansão e operação de sistemas geradores distinguem-se três tipos de custos marginais:

custo marginal de operação, ou de curto prazo;

custo marginal de expansão, ou de longo prazo e  
custo marginal de dimensionamento, ou de muito longo prazo.

O custo marginal de curto prazo é o custo por unidade de energia produzida incorrido ao se atender a um acréscimo de carga no sistema através dos meios já existentes, isto é, sem adicionar novas fontes geradoras ao mesmo. O acréscimo de carga suprida, num sistema hidrotérmico, se dá através da diminuição de vertimentos nas usinas hidrelétricas (custo zero), através de maior geração nas usinas termoeletricas existentes, ou através de um aumento do déficit esperado.(FORTUNATO ET AL, 1990: p.97)

O cálculo do custo marginal de operação pode ser diferenciado, nos estudos de planejamento da operação, em função do horizonte considerado e do grau de incerteza na representação das condições operativas. Dessa forma, o custo marginal de operação calculado em estudos de planejamento mensal, com representação determinística das afliências, é o custo marginal de curto prazo.

O Custo Marginal de Curto Prazo (CMCP) é o custo para incrementar (ou decrementar) a produção para atendimento de um incremento (ou decremento) de demanda quando a capacidade de transmissão é fixa, significando que não há tempo para alterar a configuração da rede. Em um sistema de transmissão, o CMCP é composto pelos custos de reposição das perdas e congestionamentos e, eventualmente, pelo custo de interrupções devido às falhas de geração e/ou transmissão[...] (SILVA, 2001: p.88).

O custo marginal de longo prazo, ou de expansão, é o custo por unidade de energia produzida resultante do atendimento de um acréscimo de carga ao sistema através da incorporação de uma nova unidade geradora ao sistema.

O Custo Marginal de Longo Prazo (CMLP) é o custo para incrementar (ou decrementar) a produção para atendimento de um incremento (ou decremento) de demanda quando a capacidade de transmissão pode ser modificada. Em um sistema de transmissão, admitindo-se que a demanda deva ser atendida obrigatoriamente, o CMLP é composto pelos custos de reposição das perdas e de congestionamento, acrescidos do custo de ampliação da capacidade da transmissão (SILVA, 2001: p.88).

Para fins deste trabalho, é importante ressaltar que quando um produtor de energia elétrica, para fazer face a um acréscimo marginal de demanda, só pode contar com os recursos disponíveis naquela data, não tendo a possibilidade de aumentar a capacidade do sistema, o custo da produção adicional denomina-se custo marginal de curto prazo. Dessa forma,

sendo o sistema de transmissão o elemento ou o meio de transporte da energia elétrica entre as usinas e o consumidor, responsável pela interligação entre os sistemas, procurar-se-á identificar como o custo marginal é influenciado pela capacidade de intercâmbio de transmissão, demonstrando como o aumento dessa capacidade diminui a diferença dos preços entre os submercados.

O custo marginal de curto prazo do SEB é bastante instável, justamente por depender da alta variabilidade do comportamento hidrológico das bacias existentes, nas quais estão situados os aproveitamentos. O custo marginal de curto prazo é a tradução de quanto custaria o atendimento de uma carga incremental a um determinado submercado, em um determinado instante, que é determinado pelo custo da usina a ser despachada. Considerando-se que no caso brasileiro, geralmente, uma carga incremental é atendida com geração hidrelétrica, o custo marginal de curto prazo dependerá do valor que tem essa água.

“O valor da água não pode ser obtido diretamente, mas depende, isso sim, dos custos evitados no futuro pela presença desta água, que podem ser o custo do despacho de uma usina térmica, o custo de um déficit de energia, ou até mesmo custo nenhum, se esta água for vertida no futuro. Sendo alta a variabilidade das vazões afluentes, este futuro é incerto, e o cálculo do valor da água usa então métodos probabilísticos” (KLIGERMAN, 1999: p.17).

Procurando estabelecer uma linha de raciocínio, que leve ao entendimento do trabalho, torna-se necessário o esclarecimento de alguns outros conceitos que serão elucidados a partir do próximo item.

## 2.3 PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO

O Sistema Elétrico Brasileiro é constituído por um parque gerador composto de usinas e reservatórios de grande porte, no qual as usinas estão localizadas em diferentes bacias hidrográficas, existindo uma forte interdependência entre elas. Além disso, o fluxo da água é variável, dependente do nível pluviométrico anual. Sendo assim, as usinas térmicas operam de forma complementar, principalmente em períodos hidrológicos desfavoráveis.

Deve-se considerar ainda que a dimensão do país e as distâncias entre as unidades geradoras e os centros de consumo de energia fazem com que o sistema seja intensivo em linhas de transmissão. Dessa forma, torna-se necessário, sob o ponto de vista energético, um tratamento de planejamento da operação diferenciado, no qual o objetivo é determinar a programação da participação de cada gerador, otimizando os recursos do sistema e minimizando os custos de operação, atendendo a demanda requisitada pela carga e utilização do critério de mínimo custo.

Grandes reservatórios com capacidade para acumular quatro ou cinco anos de vazão dos rios são a base do sistema elétrico brasileiro. Essa capacidade, mais a interligação elétrica das usinas geradoras, possibilitam uma melhor administração dos recursos hídricos. O sistema elétrico nacional produz mais energia do que soma das potências de cada geradora individualmente. A produção dessa “usina virtual” resulta da operação conjunta das diversas usinas integrantes do sistema. Volumes armazenados, volumes vertidos e alturas de queda d’água das centrais de produção são as variáveis analisadas para melhorar a operação (FIGUEIREDO, 2000).

Os custos da utilização da água armazenada das unidades hidrelétricas não são propriamente custos diretos, e sim indiretos, provenientes dos custos das térmicas e do custo do déficit utilizados, nos cenários futuros, para substituir a energia hidráulica. Portanto, é necessário estabelecer uma estratégia de planejamento para minimizar os custos operacionais e resolver o problema da otimização da operação energética do sistema. Em outras palavras, significa decidir, ao início de cada estágio, o uso dos reservatórios e a quantidade de água a ser turbinada que minimize o custo futuro de operação do sistema.

[...], se deplecionarmos hoje as reservas de energia hidrelétrica, com o objetivo de minimizar os custos térmicos, no caso de ocorrer uma severa seca no futuro, pode haver um racionamento de custo elevado. Se, por outro lado, preservarmos as reservas de energia hidrelétrica com a utilização mais intensa de geração térmica, e as aflúncias futuras se apresentarem elevadas, pode ocorrer um vertimento nos reservatórios do sistema, o que representaria desperdício de energia e, conseqüentemente, aumento no custo operativo (SILVA e FINARDI, 1999: p.29).

Fundamentalmente, em problemas hidrotérmicos com predominância hidrelétrica, devem ser observadas duas variáveis: o volume dos reservatórios e a tendência hidrológica do



sistema. Essa última, pode ser fornecida pelas afluições aos reservatórios durante o estágio anterior. Havendo um alto armazenamento nos reservatórios, utiliza-se mais recursos hídricos e economiza-se os recursos térmicos; ocorrendo uma afluição maior do que a média, durante o estágio anterior, a consequência será um custo futuro baixo, pois a geração térmica será menos utilizada; ocorrendo uma afluição mais baixa do que a média a geração térmica será mais utilizada.

A característica mais evidente de um sistema composto por usinas hidrelétricas e termelétricas é a possibilidade de utilização da energia “grátis”, armazenada nos reservatórios, para atender à demanda, evitando desta maneira gastos de combustível com as unidades térmicas. Entretanto, a disponibilidade de energia hidrelétrica está limitada pela capacidade de armazenamento nos reservatórios. Isto introduz uma dependência entre a decisão operativa de hoje e os custos operativos no futuro (SILVA e FINARDI, 1999: p. 29).

O objetivo do problema de operação consiste em determinar a estratégia que, a cada estágio, considerando o estado inicial do sistema, forneça a decisão de geração que conduza ao menor custo de operação energética de um sistema hidrotérmico.

Segundo KLIGERMAN (1999):

A otimização do planejamento e da programação da operação é realizada de modo que, a cada instante, a decisão a ser tomada é aquela que, entre todas as demais, resulte no menor custo esperado futuro daquele instante até o final do horizonte de tempo. São considerados custos, na solução deste problema, os custos de combustíveis utilizados em usinas térmicas, o custo de importação de energia de outros países, o pagamento a ofertas de redução de demanda e o valor econômico do corte de carga.

Como o Sistema Elétrico Brasileiro é predominantemente hídrico, é importante levar em conta para a solução deste problema a incerteza associada a vazão nos rios brasileiros. O problema é portanto probabilístico, e o método de solução de problemas de otimização probabilísticos de muitos estágios adotado para o sistema brasileiro foi a Programação Dinâmica Estocástica (PDE), método este que consiste no cálculo cumulativo do custo futuro, por inspeção, caminhando do futuro para o presente, para vários estados (energia armazenada e tendências históricas de vazões).

Porém como além de probabilístico, o caso brasileiro é multidimensional, notório pela grande quantidade de usinas e submercados interligados, tornando impraticável o cálculo por inspeção PDE, que teria que verificar o custo para diversos (trilhões) de estados possíveis, o ONS adota uma família de modelos de otimização baseadas em Programação Dinâmica Dual Estocástica, método este que considera o uso de somente algumas trajetórias, em um processo iterativo de ida e volta (“forward” e “backward”).(p.18)

As trajetórias da simulação *forward* são as diversas tendências de afluições que determinam estados a cada estágio. A simulação *backward* consiste em calcular o custo futuro para cada um desses possíveis estados, supondo algumas aberturas a partir desses estados, representando as incertezas das afluições. As trajetórias e as aberturas são afluições condicionadas às ocorridas em meses anteriores. O processo de geração de afluições é Auto-regressivo Periódico de Ordem Variável, denominado PAR(p), no qual “p” é a ordem do modelo, ou seja, o número de termos auto-regressivos do modelo. Em geral “p” é um vetor, em que cada elemento fornece a ordem de cada período.

Para MACEIRA e SUANNO (2000):

A partir dos registros históricos de vazões naturais afluentes a cada usina hidroelétrica é possível construir uma série histórica de energias afluentes ao reservatório equivalente. Devido ao comprimento limitado desta série histórica, ajusta-se um modelo estocástico para produzir séries sintéticas de energias afluentes que serão empregados para o cálculo da política ótima e simulação da operação. Propõe-se o emprego de um modelo auto-regressivo periódico de ordem variável PAR(p), [...]. Para cada estado, é calculado o custo futuro e sua derivada (valor da água), que é passado para o estágio anterior utilizando cortes de Benders, por Programação Linear. Os cortes de Benders formam a função de custo futuro, que fornece uma boa aproximação do custo futuro para qualquer ponto de qualquer estágio, dispensando a discretização excessiva, e neste caso a aplicação inviável do método por inspeção da PDE. (p.18)

Na figura 3, pode-se observar que a operação de um sistema hidrotérmico é um problema acoplado no tempo, de forma que uma decisão operativa hoje, afeta o custo operativo futuro, diferentemente dos sistemas puramente térmicos, nos quais a operação é desacoplada no tempo.

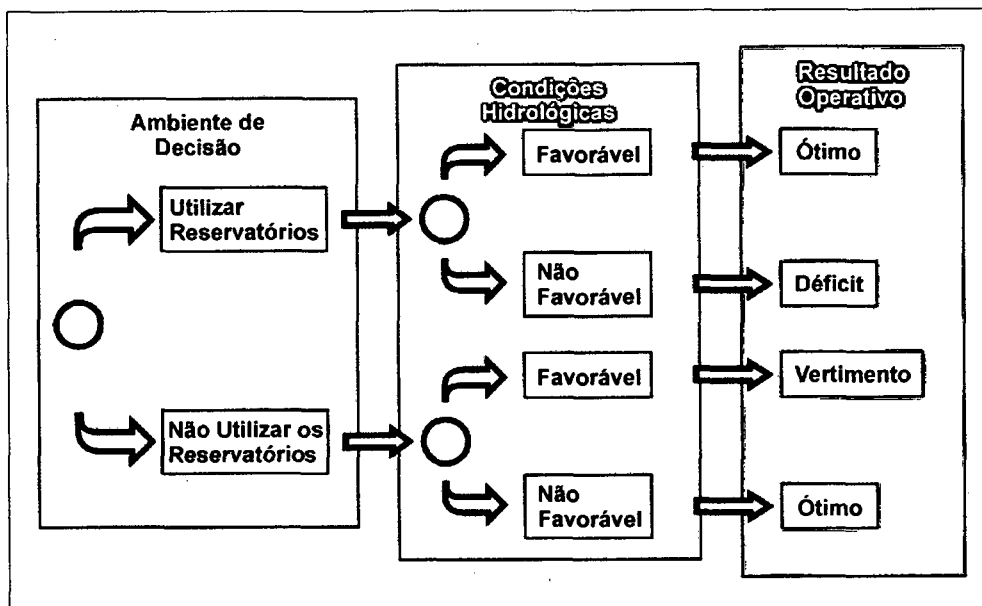


Figura 3 - Processo de decisão para sistemas hidrotérmicos

“O uso ótimo da água armazenada corresponde ao ponto que minimiza a soma dos custos imediato e futuro. [...]. [...], o ponto de mínimo custo global também corresponde ao ponto onde as derivadas da FCI e da FCF, com relação ao armazenamento, se igualam. Estas derivadas são conhecidas como valores da água.” (SILVA e FINARDI, 1999: p. 31)

A figura 4 ilustra o ponto em que ocorre o uso ótimo da água armazenada.

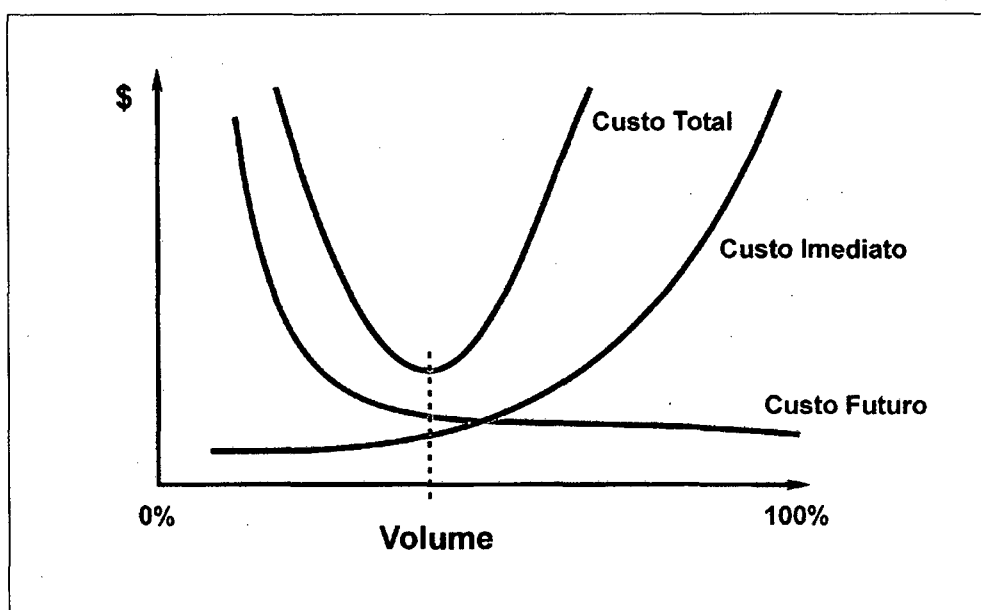


Figura 4 - Funções de Custos Imediatos X Armazenamento

O valor da água será definido em função da sua presença nos reservatórios. Isto é, quanto o nível de sua presença nos reservatórios evita custos futuros relativos à geração térmica, cortes de carga, importação ou pagamento de oferta de redução de demanda.

A Função de Custo Imediato (FCI), mede os custos de geração térmica no estágio  $t$ . O custo imediato aumenta à medida que diminui a utilização de recursos hidráulicos, isto é, à medida que aumenta o volume armazenado final. A Função de Custo Futuro – FCF está associada ao custo esperado de geração térmica e racionamento do final do estágio  $t$  (início de  $t + 1$ ) até o final do período de estudo. Esta função diminui à medida que aumenta o volume armazenado final, pois haverá mais energia hidráulica disponível no futuro. Pode-se dizer que a curva de FCF é calculada pelas simulações operativas do sistema para cada nível de armazenamento no final da etapa  $t$ . (SILVA e FINARDI, 1999: p.30)

No SEB, em função da alta volatilidade das condições hídricas, observa-se também uma alta volatilidade dos preços de mercado de curto prazo, ainda mais acentuada e agravada pela limitação na capacidade de intercâmbio, ou seja, pela existência das restrições de transmissão. O preço de energia pode atingir valores elevados quando os níveis de armazenamento são baixos e, conseqüentemente, valores baixos quando os níveis de armazenamento são altos.

No sistema hidrotérmico, a maior eficiência é obtida através de um despacho centralizado que segue uma política para maximizar o benefício do uso da água. Por isso, no caso brasileiro, o preço MAE da energia é formado a partir de um processo de otimização que, utilizando os dados existentes (volume de água armazenada nos reservatórios e os custos operacionais das plantas térmicas) e as previsões futuras (afluências dos rios e demanda de energia), busca estabelecer uma política de uso eficiente da água que é refletida no despacho otimizado, no custo marginal de operação e no Preço MAE.

Todos os aspectos técnicos da operação do sistema são tratados nos Procedimentos de Rede<sup>10</sup>, estabelecidos no âmbito do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Os

---

<sup>10</sup> Os Procedimentos de Rede são documentos elaborados pelo ONS, com a participação dos Agentes e homologados pela ANEEL, que estabelecem os procedimentos e os requisitos técnicos para o planejamento, a implantação do Sistema Interligado Nacional e as responsabilidades do ONS e de todos os demais Agentes de Operação.

Os principais objetivos dos Procedimentos de Rede são: legitimar, garantir e demonstrar a transparência, integridade, equanimidade, reprodutibilidade e excelência da operação do Sistema Interligado Nacional; estabelecer, com base legal e contratual, as responsabilidades do



Procedimentos de Rede abrangem funções da operação como o despacho ótimo do Sistema de geração das principais usinas e da Rede Básica de Transmissão.

### **Declarações dos Agentes**

As declarações são informações relativas à disponibilidade feita antes do despacho, para fins de definição da programação do despacho do ONS e do preço MAE. Os geradores hidráulicos deverão incluir nas suas declarações a disponibilidade técnica para a operação. Os geradores térmicos, além desses dados, deverão informar os custos relativos à sua geração e a inflexibilidade<sup>11</sup>.

A qualquer momento, após a programação diária e antes do despacho efetivo, dentro dos limites de prazo e frequência estabelecidos no Procedimento de Mercado correspondente, qualquer gerador, ofertante de redução de carga ou operador de interconexão internacional, poderá submeter ao ONS uma redeclaração de disponibilidade em substituição a qualquer outra declaração ou redeclaração anterior. Esse procedimento visa assegurar que os dados utilizados no despacho reflitam a verdadeira disponibilidade de todas as usinas geradoras.

## **2.4 O SERVIÇO DA TRANSMISSÃO**

### **2.4.1 Expansão da Transmissão**

O sistema de transmissão brasileiro apresenta diversos pontos de estrangulamento que requerem um grande conjunto de obras visando sua adequação aos critérios de confiabilidade desejados. Nesse sentido, foi consolidado entre o CCPE e o ONS e encaminhado à ANEEL em 2000, o documento “Programa Determinativo de Expansão da Transmissão (PDET) – Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica (PAR), que apresenta o conjunto de obras considerado como necessário e que deve ser totalmente cumprido para que o sistema opere em condições adequadas.

---

ONS e dos Agentes de Operação do sistema elétrico; especificar os requisitos técnicos contratuais exigidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST, dos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCT e dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST (ONS, 2001).

<sup>11</sup> Parcela da capacidade dos geradores que atuam com limitações operativas. Nível mínimo de operação.

Associado a cada programa de obras de geração, existe um sistema de transmissão que deverá ser reconstruído para fazer fluir a energia necessária ao atendimento do mercado previsto. Podem ocorrer casos em que, durante um certo intervalo de tempo, a geração máxima de uma usina seja limitada por carência no sistema de transmissão,[...] (SANTANA,1987: p.20).

É importante que seja implementado e seguido um planejamento da expansão da transmissão que viabilize obras que permitam um maior intercâmbio entre regiões, obras que aumentem a capacidade de transmissão entre bacias hidrográficas. As obras de transmissão são necessárias para a plena integração de usinas hidrelétricas e termelétricas, visando o escoamento de grandes blocos de energia para o atendimento aos grandes centros de carga.

O sinal econômico oferecido pelos submercados é de curto prazo e extremamente volátil, dificultando a decisão por projetos de longo prazo. Os atuais gargalos de transmissão não incentivam à competição e introduzem barreiras aos investidores, sendo que o risco decorrente da diferença de preços pode muitas vezes superar o custo da solução. A figura 5 ilustra o processo de implantação de reforços à rede básica.

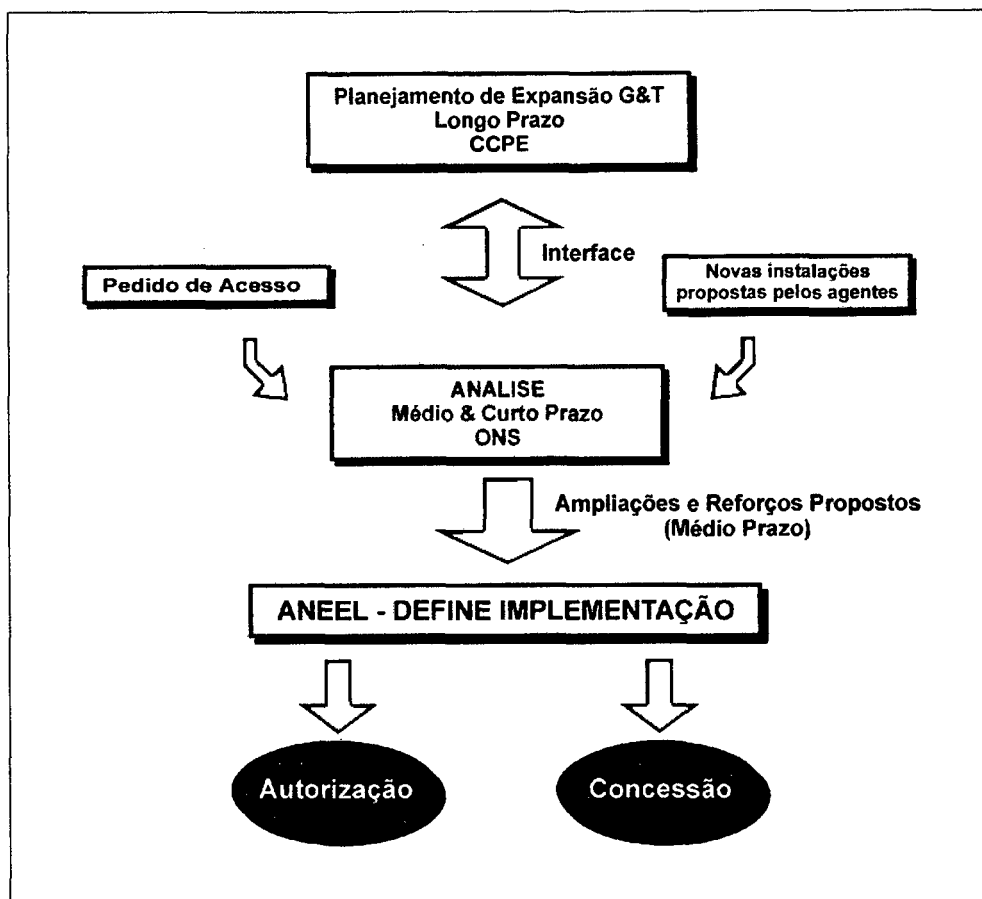


Figura 5 – Processo de implementação de reforços à rede.

Fonte: Projeto CIER: Interconexões Regionais de Mercado Elétricos – junho de 2000

Por outro lado, a atual concepção do planejamento da expansão do sistema fornece um sinal locacional que considera as restrições de transmissão. Sem a existência do sinal locacional corre-se o risco de haver um aumento da oferta de energia térmica no Sul, contrapondo com uma demanda elevada no Sudeste, sendo que a solução para esse problema seria justamente a necessidade de grandes investimentos em expansão da transmissão, com elevados custos.

Pode-se apontar ainda, como uma forma de esconder o problema de restrições de transmissão, a unificação dos submercados Sul e Sudeste, que resultaria na aplicação de um único preço para as duas regiões. Acredita-se porém, que a verdadeira solução encontra-se em um planejamento da expansão da transmissão dentro de um limite coerente que proporcione aos consumidores finais um produto de segurança e qualidade, a um custo menor possível, e que acirre a competitividade entre os agentes. Entretanto, deve-se

lembrar, sempre, que não são justificáveis sobre-investimentos em transmissão com a pretensão de eliminar totalmente as restrições de transmissão existentes.

#### 2.4.2 Os Custos do Serviço de Transmissão

O despacho centralizado dificulta a concepção de pedágio no sistema brasileiro. O sistema tarifário baseia-se numa tarifa *price cap* (preço teto). As concessionárias de transmissão transferem para o ONS o controle operacional, recebendo em troca uma receita anual permitida.

Segundo SILVA (2001), a rede de transmissão é o meio físico pelo qual se realiza um suprimento de energia. Esse meio é composto por linhas de transmissão, transformadores e equipamentos associados etc. Para que uma transação se concretize com segurança, há a necessidade de redundâncias da rede e de serviços ancilares para o devido controle de frequência e tensão. Tais instalações e serviços implicam custos adicionais. Além desses custos, outros surgem para a viabilização da transação. Tipicamente, as perdas de transmissão são incrementadas e, eventualmente, redespachos de geração são necessários a fim de abrigar a transação com segurança, respeitando os limites operativos dos equipamentos e instalações.

A tarefa de identificação dos custos de transmissão não é simples, pois ao se efetivar uma transação, a rede se comporta de modo a causar uma redistribuição de fluxos. Quando uma transação é realizada no curto prazo, as perdas são modificadas originando um custo incremental que corresponderá a uma das parcelas do CMCP da transmissão. A localização física das instalações do cliente, juntamente com a quantidade de energia requerida dependente dos patamares de carga, determinam, em boa parte, os custos de transmissão e distribuição.

O preço cobrado do consumidor final de energia considera, além do preço do mercado atacadista de energia elétrica, os custos de transmissão que englobam a tarifa paga pelo uso da Rede Básica de transmissão, o custo das conexões entre a empresa geradora e a Rede Básica e dessa com a rede local da empresa distribuidora. A tarifa de uso da Rede Básica é estabelecida pela ANEEL a partir dos custos de investimentos no sistema de transmissão e

da localização dos pontos de produção e consumo de energia. Além disso, as tarifas de uso da transmissão são definidas de modo a atender aos seguintes objetivos:

- remunerar os custos reconhecidos da transmissão, inclusive custos de operação e de manutenção, além dos custos do próprio ONS e
- dar sinais locacionais adequados, tendo em vista, principalmente, que os novos usuários possam escolher em que ponto irão se conectar, de modo a otimizar o uso da rede de transmissão existente e minimizar os investimentos de expansão.

As Resoluções 281 e 282, de 01 de outubro de 1999, definem as tarifas de uso da transmissão de cada usuário, gerador ou consumidor, em função de seu ponto de conexão à rede elétrica, independentemente de eventuais contratos bilaterais entre geração e carga. As tarifas de transmissão são denominadas nodais.

#### 2.4.3 Congestionamentos de Sistemas de Transmissão

SILVA e FINARDI (1999) explicam que o congestionamento de sistemas de transmissão ocorre quando uma transação de energia entre submercados não pode ser concretizada devido às limitações impostas pela rede de transmissão. Utilizam de uma curva preço-demanda, na qual é possível demonstrar o custo marginal para um produtor e o benefício marginal para um determinado consumidor, dado que o ponto de equilíbrio E, no qual o custo marginal é igual ao benefício marginal, não é atendido devido a um congestionamento do sistema de transmissão. A figura 6 ilustra o efeito do congestionamento.

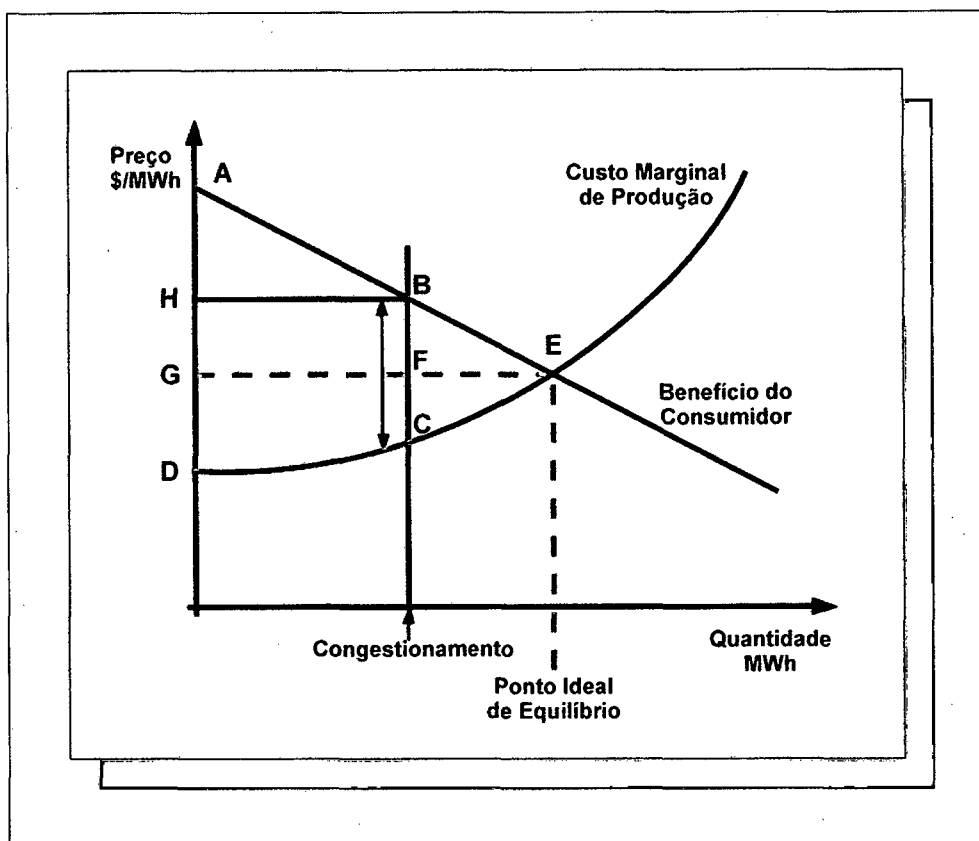


Figura 6 – Efeito do Congestionamento

Fonte: Silva e Finardi (1999)

Em função do congestionamento, a curva de custo marginal apresenta um deslocamento de C para B. Embora sob condições de congestionamento, o custo da energia fora do ponto de equilíbrio possa ser teoricamente infinito, esse é limitado pela disposição de alguns usuários de serem interrompidos, ao valor de corte de carga.

Uma consequência do congestionamento é a regionalização dos mercados, incapacitando os geradores de uma determinada região de competirem livremente em igualdade de condição com geradores de outras regiões, dada a impossibilidade de transferência de energia.

O problema de congestionamento, de acordo com as características e necessidades próprias de cada mercado de energia elétrica, pode ser tratado de forma diferente. O congestionamento é administrado de acordo com um enfoque nodal ou zonal.

No enfoque zonal, uma zona é definida como uma porção da rede de transmissão onde congestionamentos internos acontecem com baixa frequência ou apresentam custos relativamente baixos, enquanto que as restrições que se apresentam entre as zonas levam a custos mais elevados e são de natureza mais frequente. Sob este enfoque as restrições são divididas em inter-zonais (entre duas zonas diferentes) e intra-zonais (dentro da mesma zona), as quais apresentam diferentes características e impactos econômicos distintos, e portanto recebem tratamentos diferenciados. Isto é coerente com a idéia que o congestionamento regionaliza os mercados (SILVA e FINARDI, 1999: p. 12).

Neste trabalho deu-se ênfase às restrições interzonais.

SILVA e FINARDI (1999) definem que, uma vez solucionado o congestionamento entre os submercados, é necessário analisar cada região em separado, aliviando-se os congestionamentos internos dessas zonas e mantendo-se os valores de intercâmbio entre as regiões. Para isto depende-se de uma metodologia de otimização que permita definir o despacho final do sistema ao mínimo custo, modelando a rede de transmissão da zona em estudo.

“Os custos das restrições de transmissão intrazonais (dentro de um submercado ou restrições internas), também conhecidos por custos de congestionamento, causam um uso da água de maneira não otimizada, e devem ser identificados adequadamente e pagos aos geradores e, conseqüentemente, recuperando esses custos junto aos consumidores de um encargo de Serviço do Sistema” (SILVA e FINARDI, 1999: p.13).

Quando o uso da água não é otimizado, o despacho deixa de seguir um critério de mérito, no qual usinas hidrelétricas com os menores valores de custo da água e térmicas com menores custos de combustíveis são despachadas. Quando caracterizada essa situação, os geradores impedidos de despachar deverão ser remunerados de modo a compensar a sua perda de receita, enquanto aqueles que são despachados fora da ordem de mérito serão remunerados pelo preço MAE.

SILVA (2001) explica que quando o sistema de transmissão impede a transação em sua forma original em decorrência da presença de restrições, para fins de manutenção da segurança do sistema ou pela superação de capacidade das instalações, alguns geradores (com menor preço) são obrigados a reduzir a geração (*constrained-off*) e outros (com maior preço) são obrigados a incrementar o despacho (*constrained-on*). Nesse caso, o

CMCP passa a ter uma componente devido ao congestionamento (custo de redespacho) e outra devido às perdas. Uma outra componente do CMCP é o custo devido a interrupções. Esse custo pode ser medido pela perda de oportunidade experimentada pelos consumidores, podendo ser estimado por modelos de análise da confiabilidade através do cálculo do valor esperado da energia não suprida. Vale ressaltar que, dependendo da transação em questão, o risco de falha do sistema, em um grau maior ou menor, dependerá da transação considerada (p. 87 a 89).

O Sistema Elétrico Brasileiro apresenta uma grande interação entre todas as suas regiões. Devido às interligações inter-regionais, o desempenho em uma região geoeletrica pode afetar diretamente o desempenho de outra e vice-versa, ou seja, uma perturbação originada, por exemplo, na região Sul do Brasil pode propagar-se, influenciando até mesmo no desempenho dos sistemas das regiões Norte e Nordeste. Por esse motivo, são determinadas as condições operativas do sistema elétrico de forma a minimizar as consequências de qualquer perturbação e sempre que possível, tentar confinar essas consequências dentro da região na qual a mesma ocorreu.

Nas condições atuais do Sistema Interligado Brasileiro, não é possível explorar, ao mesmo tempo, toda a capacidade das interligações regionais sem expor o sistema a um risco elevadíssimo de colapso, na ocorrência até mesmo de pequenas perturbações. A imposição de limites para o fluxo nas interligações regionais é uma das medidas adotadas para reduzir os riscos de colapso no sistema e de propagação das consequências de perturbações para outras regiões.

#### 2.4.4 A Interligação Sul/Sudeste

Segundo o Plano Decenal de Expansão 2000/2009, os sistemas elétricos das Regiões Sul/Sudeste, até o início da década de 1980, eram fracamente interligados. Basicamente, essa interligação era em 230 kV através da usina hidrelétrica de Xavantes e de Assis, sendo que nessa havia uma transformação 440/230 kV seccionando a linha de transmissão 440 kV Capivara/Bauru.



Com a construção da Usina de Itaipu, o sistema de transmissão associado foi concebido com a finalidade dupla de escoar toda energia produzida na usina e reforçar a interligação entre as Regiões Sul/Sudeste, o que se viabilizou, no ano de 1982, com a construção da linha de transmissão de 750 kV Ivaiporã/Tijuco Preto e das linhas de 500 kV Salto Santiago/Ivaiporã e Foz do Areia/Ivaiporã. Dessa forma, iniciou-se a exploração mais efetiva das diversidades hidrológicas existentes nas bacias dessas regiões.

Em 1986, a interligação foi ampliada com a entrada em operação das máquinas de 60Hz de Itaipu e da linha de transmissão do Iguaçu/Ivaiporã, apesar de algumas máquinas em 50 Hz, já estarem em operação desde 1985.

A Usina Hidrelétrica de Itaipu apresenta uma capacidade instalada de 12.600 MW. Dessa potência, metade é gerada no setor de 50Hz da usina, cerca de 400 MW entregues no Paraguai, e o restante é escoado pelo sistema de corrente contínua e entregue na subestação de Ibiúna. A outra metade é gerada no setor de 60Hz da usina e tem como objetivo atender o sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

Atualmente, estão em operação três circuitos de 750 kV de Foz do Iguaçu/Ivaiporã/Itaberá/Tijuco Preto. A transformação 750/500 kV de Ivaiporã, composta por dois bancos de 1.650 MVA, é o meio físico principal de interligação dos dois sistemas.

Os novos acréscimos de energia provenientes do Uruguai, e em especial da Argentina, elevam a oferta de energia do sistema Sul, o que exige o reforço da interligação Sul/Sudeste. Além disso, está prevista a instalação de mais duas máquinas em Itaipu até o ano de 2002.

O sistema interligado da Região Sudeste/Centro-Oeste caracteriza-se pela existência de usinas hidrelétricas de grande porte, ligadas aos seus principais centros de carga através de linhas de transmissão, em diversos níveis de tensão que se superpõem entre si.

Extensa rede de transmissão de 500 kV interliga os grandes aproveitamentos hidrelétricos do rio Paranaíba, como São Simão, Itumbiara e Emborcação, bem como a Usina de Marimbondo no Rio Grande, às áreas Rio de Janeiro, Belô Horizonte e Campinas. Da mesma forma, o complexo nuclear Angra dos Reis interliga-se com o sistema de 500 kV.

A subestação Tijuco Preto, transfere energia proveniente de Itaipu a essa rede de 500 kV. Vale ressaltar ainda, o elo de interligação Sul/Sudeste, a partir da subestação de Ivaiporã no tronco de 750 kV, na qual originam linhas de transmissão para Londrina e para as usinas de Foz do Areia e Salto Santiago. A partir das usinas do Rio Iguaçu, o sistema de 500 kV da Região Sul estende-se aos centros de carga de Curitiba e Porto Alegre, passando pelos locais da usina de Itá e da futura usina de Campos Novos.

No Estado de São Paulo, a malha de transmissão de 440 kV tem como finalidade o suprimento ao anel, nesse nível de tensão, na área da grande São Paulo, bem como aos centros de carga de Bauru, Ribeirão Preto, Araraquara e Grande Campinas, a partir das usinas de Ilha Solteira, Jupiá e Água Vermelha.

A partir de 1973, a expansão dos sistemas de transmissão em todo o país passou a dar-se de forma padronizada nas tensões de 138, 230 e 500 kV, sendo que exceções, quando de necessidades incontornáveis, são permitidas como é o caso das tensões de 345 e 440 kV.

Uma rede de transmissão de 345 kV interliga as usinas do Rio Grande (FURNAS), Estreito, Porto Colômbia, Volta Grande e outras aos centros de carga do Rio de Janeiro, São Paulo e Belo Horizonte, estendendo-se esse sistema, às cidades de Vitória e Brasília e ao norte de Minas Gerais. Por sua vez, um anel de 345 kV interliga os principais centros de carga na área de São Paulo às subestações receptoras de Itaipu. Extensos troncos de 230 e 138 kV suprem os Estados de Mato Grosso, área Goiás/Brasília e área leste de Minas Gerais.

Na Região Sul, uma rede de 230 kV estende-se por todos os Estados da região, servindo também como elo de interligação Sul/Sudeste, em complementação ao tronco de transmissão de Itaipu, bem como para escoar a energia das usinas daquela região.

Na Região Sul, a maior parte dos aproveitamentos hidráulicos estão localizados na bacia do rio Iguaçu e o restante nas bacias dos rios Passo Fundo e Jacuí. Do montante da capacidade instalada, cerca de 15% são originários de aproveitamentos termelétricos a carvão, integrados ao sistema por linhas de 138 e 230 kV, destacando-se as usinas localizadas no município de Capivari de Baixo – Complexo Jorge Lacerda, no Sul de Santa Catarina e em Bagé, no sul do Rio Grande do Sul.

O aproveitamento da diversidade hidrológica entre as Regiões Sul e Sudeste é possível a partir da interligação elétrica entre as duas regiões através da subestação de Ivaiporã e das linhas de transmissão em 500kV Ivaiporã/Salto Santiago e Ivaiporã/Areia, além dos pontos em 230 e 138 kV.

Outra característica marcante da Região Sul é a possibilidade de interligações internacionais, destacando-se a interligação com a Argentina e com o Uruguai.

Segundo o PAR 2002-2004, é importante a antecipação da LT 500 kV Bateias/Ibiúna para 2002. Considera-se ainda que, mesmo após a instalação dessa, haverá restrições ao despacho das usinas e interligações internacionais da Região Sul.

No PAR 2002/2004, é proposta, ainda, a linha de transmissão de 525 kV Salto Segredo/Areia, visando evitar reduções dos limites de intercâmbio.

### 3 REGRAS DO MAE

As Regras do MAE foram aprovadas em fevereiro de 2000 por uma Assembléia Geral e encaminhadas à ANEEL para posterior homologação. Dada a importância dessa homologação para o funcionamento do mercado, foi estabelecido um processo de audiência pública para permitir a participação de todos os interessados. O processo de homologação das Regras do MAE resultou na Resolução nº 290, de agosto de 2000, que estabelece as diretrizes para a implementação gradual das regras. Essas diretrizes estabelecem os principais marcos a serem cumpridos pelo mercado para a implementação das evoluções esperadas, até que seja alcançada a meta final. Conforme a citada Resolução, as regras do MAE estão sendo implementadas de acordo com as seguintes etapas e datas de implantação:

- 1ª etapa: 1º de setembro de 2000 (etapa de implementação);
- 2ª etapa: 1º de julho de 2001 e
- 3ª etapa: prevista até 1º de janeiro de 2002.

A primeira etapa se caracterizou pela definição, no âmbito do MAE, dos preços *ex-ante*<sup>12</sup> de energia em base mensal. A segunda etapa, que deveria caracterizar-se pelo início da dupla contabilização, com preços e quantidades calculados *ex-ante* e *ex-post*<sup>13</sup>, em base semanal, a partir de 1º de julho de 2001, sofreu atraso na sua implementação. Até o momento foram implementados, somente, os preços em base semanais calculados *ex-ante*.

Considerando que o MAE não cumpriu o cronograma da Resolução 290, com relação a implementação das Regras do MAE e que o Mercado Atacadista vem apresentando alguns

---

<sup>12</sup> Antes do despacho real

<sup>13</sup> Após despacho real

problemas<sup>14</sup> com sua função de *Clearing House*, tornando difícil o entendimento e operacionalização das liquidações de desbalances, a ANEEL, em 20 de abril de 2001, interveio no mercado, extinguindo o Comitê Executivo do MAE (COEX) e criando o Conselho do MAE (COMAE).

Conforme Resolução 330<sup>15</sup> (ANEEL, 2001):

[...] em função da falta de cumprimento dos marcos definidos na resolução 290 e pela não ocorrência de contabilização das transações e da não liquidação financeira das diferenças e do crescimento do número de pendências e disputas entre agentes, a ANEEL definiu: alterar o sistema de governança do MAE, extinguindo o Comitê Executivo do MAE-COEX e criando o Conselho do MAE – COMAE, com objetivo de profissionalizar a gestão e retirar a interferência de interesses específicos dos agentes nos procedimentos operacionais do MAE; estabelecer os esquemas de garantias e os mecanismos de penalidades para as atuações no MAE, dando sustentação e credibilidade às transações de compra e venda de energia elétrica naquele ambiente; e transformar a ASMAE em agente autorizado para atuar como Agente Administrador de Serviços do Mercado, sujeitando-se aquela administradora, a partir de então, à regulação e fiscalização direta da ANEEL; [...]  
(p.1,3)

A terceira etapa deve caracterizar-se pela entrada do mercado *Spot* com preços estabelecidos em intervalos horários ou intervalos menores. Convém destacar que até a terceira etapa de implementação do MAE, deverá ser submetida para aprovação a metodologia de perdas locacionais a ser utilizada na correção da medição. As perdas de energia são rateadas entre os agentes pela aplicação de fatores de perdas e esses serão calculados de forma a encontrar um ponto virtual (centro de gravidade), onde ocorre o equilíbrio (50% para os geradores e 50% para os distribuidores) no rateio dessas perdas.

Para cada período de comercialização, os registros de geração e de consumo serão ajustados ao centro de gravidade de cada submercado pela aplicação de um fator de perdas que irá refletir o impacto das perdas de transmissão na comercialização de energia. Esses fatores deverão, de alguma forma, incluir o efeito locacional dos geradores e consumidores na rede de transmissão, procurando refletir o seu impacto real para o sistema. Após cada valor de medição ser referido ao Centro de Gravidade do submercado correspondente, a

---

<sup>14</sup> Os problemas do MAE decorrem, em boa parte, da falha original do processo de privatização do setor de energia. As distribuidoras foram privatizadas, mas não as geradoras, com poucas exceções, como a GERASUL e parte da CESP. Não foi implantado, no setor de energia, o ambiente competitivo que se desejava criar quando a abertura foi concebida, em 1996 (Editorial, Estado de SP, 2001).

geração total pode não ser igual ao consumo total devido a imprecisões no cálculo dos fatores de perdas. Conseqüentemente, é necessário calcular um fator de ajuste de perdas, que é aplicado em todo o consumo do submercado no centro de gravidade e que visa corrigir essas imperfeições e garantir o balanço de energia dentro do submercado, ou seja, igualar o total gerado ao total consumido no centro de gravidade de cada submercado. Dessa forma, os totais de geração e consumo de cada agente em cada submercado serão calculados para serem usados no processo de contabilização.

As Regras de Mercado procuram estabelecer as bases necessárias para a operação comercial do mercado de energia elétrica. Essas regras são complementares e integrantes do Acordo de Mercado e devem ser cumpridas por todos os Agentes do MAE. A figura 7 ilustra a visão geral da operação do MAE.

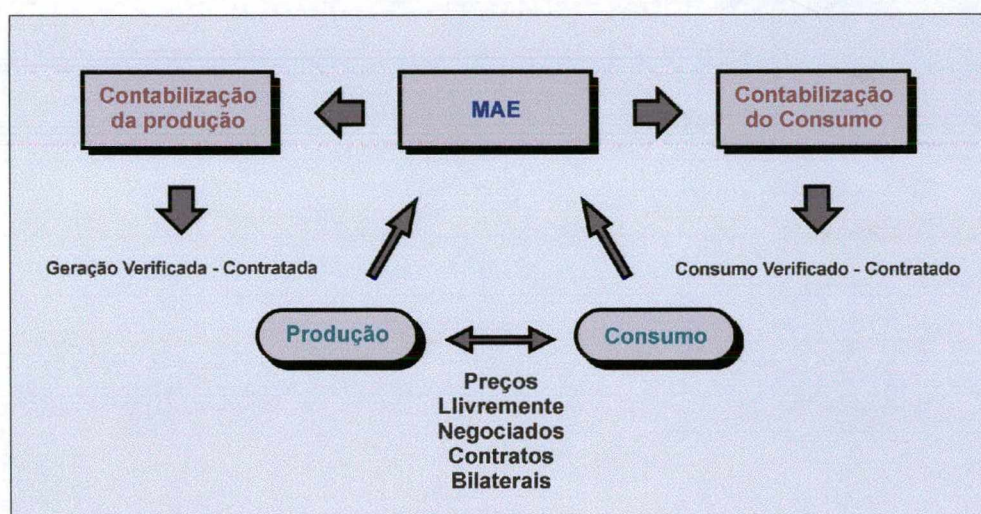


Figura 7 - Visão geral da operação do MAE

Tais Regras de Mercado definem as condições das transações comerciais no âmbito do MAE, tratando dos seguintes assuntos:

- submercados de Energia;
- preços do Mercado de Curto Prazo;
- mecanismo de Realocação de Energia - MRE;
- excedente financeiro – *Surplus*;

<sup>15</sup> Resolução ANEEL de 13 de agosto de 2001 que substitui a Resolução ANEEL 160, de 20 de abril de

- encargos de serviço do sistema - ESS;
- modulação de contratos e energia assegurada das usinas;
- intercâmbios internacionais;
- penalidades e
- padrões de Medição.

Para efeito deste trabalho, em relação aos assuntos tratados pelas Regras de Mercado, deu-se maior atenção àqueles pertinentes ao estudo em questão.

### 3.1 SUBMERCADOS

O conceito de submercado surge devido à própria metodologia de tarifação baseada no custo marginal de operação. Quando levamos em conta as restrições de transmissão, fica clara a necessidade do conceito de submercado, pois não existirá um único custo marginal de operação para todo o sistema interligado. A restrição no sistema de transmissão cria portanto, uma espécie de ilhamento, originando regiões com custos marginais de operação diferenciados.

Na prática, as restrições de transmissão entre duas regiões impedem que os geradores de custos mais baixos de uma determinada região aumentem suas gerações para atender a outra região. Logo, o custo em relação ao aumento de demanda fica diferente para ambas as regiões.

O submercado é definido pela existência de grande e persistente restrição de transmissão entre regiões geoeletricas. Existem restrições nas interligações das regiões Sul/Sudeste, Norte/Nordeste e Norte/Sul. Os submercados que refletem as restrições de transmissão podem ser vistos como uma região elétrica na qual não ocorre restrição no sistema de transporte de energia elétrica. Na nova reestruturação do setor elétrico, foi considerada a existência de dois grandes sistemas interligados, que são o Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste e foram definidos quatro submercados para o sistema interligados, sendo eles :



- Sul (Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul);
- Sudeste/Centro-Oeste (Mato Grosso do Sul, São Paulo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, Espírito Santo e Goiás);
- Norte Interligado (Pará, Tocantins e Maranhão) e
- Nordeste (Bahia, Alagoas, Sergipe, Pernambuco, Paraíba, Ceará, Rio Grande do Norte e Piauí).

Os mecanismos para a incorporação dos submercados no MAE são os seguintes:

- pequeno número de submercados, dentro dos dois principais sistemas interligados, em que se refletem as restrições de transmissão entre as regiões geoeletricas;
- cada submercado possui um preço específico;
- os fluxos entre os submercados serão considerados como geração ou demanda na fronteira elétrica de cada submercado e
- caso de uma restrição ativa<sup>16</sup> de transmissão entre submercados que ocasione diferença de preços entre submercados.

Os submercados não são estáticos no sistema porque existe a possibilidade de alterações das suas fronteiras que, por sua vez, são definidas considerando-se a análise dos principais pontos de congestionamento existentes e/ou previstos na rede básica de transmissão.

Embora exista um único MAE, haverá um preço MAE para cada submercado, justamente devido às restrições elétricas entre submercados que limitam o intercâmbio de energia. O Preço MAE, conforme mencionado, será definido no Centro de Gravidade de cada submercado ao qual a energia será alocada.

---

<sup>16</sup> Restrição que interfere no intercâmbio de energia, quando há efetivamente capacidade energética. Isto é, restrição antes existente que passa a interferir efetivamente, de forma a não permitir a transferência dos recursos energéticos.



### 3.2 FORMAÇÃO DO PREÇO MAE

Diferentemente de outros países, no Brasil, os preços do mercado de curto prazo não estão sendo estabelecidos com base em ofertas de preços das unidades geradoras. O preço do mercado está sendo calculado pelo MAE através de uma otimização global do sistema gerador, com base nas informações de carga dos agentes e disponibilidade e custo variável de produção dos geradores. Nesse contexto, o preço será igual ao custo marginal de operação, sendo estabelecido para cada submercado e para cada período de apuração (de meia em meia hora, a partir da terceira etapa das Regras do MAE), podendo variar de um valor praticamente nulo (sistema vertendo) até o preço de um racionamento de energia, passando por valores associados ao custo de combustível das usinas térmicas e ofertas de redução de carga.

Nas diversas situações, a diferença de preços surge quando existe uma limitação de transmissão de energia entre os submercados, não permitindo que uma geração mais barata possa atender ao consumo de outro submercado (restrição de transmissão ativa). Nesse caso, o submercado consumidor precisa de uma geração mais cara no próprio submercado para atender seu consumo, causando, dessa maneira, a diferença de preços entre esses submercados.

A formação do preço da energia negociada no MAE (Preço do MAE) se faz pela inter-relação dos dados utilizados pelo ONS para otimização da operação do Sistema e os dados informados pelos Agentes. Os referidos dados são então processados através de modelos de otimização para obtenção do custo marginal de operação (CMO). São utilizados praticamente os mesmos modelos adotados pelo ONS para determinação da programação e despacho de geração do sistema, com as adaptações necessárias para refletir as condições de formação de preços do MAE. A responsabilidade pelo cálculo dos preços é do MAE. O preço MAE será determinado para cada um dos submercados, estes caracterizados como regiões geoeletricas que não apresentam significativas restrições de transmissão, fazendo com que o preço seja único dentro de cada uma dessas regiões. Para o cálculo do preço MAE em cada submercado, os modelos são operados sem a consideração de restrições de transmissão, isto é, não se consideram as restrições de transmissão internas aos submercados, somente as restrições de transmissão entre os submercados são consideradas (Visão Geral das Regras do MAE, 2000: p. 11)

Conforme as novas regras de mercado, para cada submercado, o preço MAE é o maior valor dentre os custos das unidades geradoras, obtido com base na simulação energética com os modelos de preço sem restrição. É considerado para efeito da formação de preço,

somente a parcela de capacidade dos geradores que atuam sem limitações operativas (flexibilidade)<sup>17</sup>, para o cumprimento de instruções de despacho por parte do ONS. A parcela flexível poderá ser uma geração hidráulica, geração térmica, redução de carga ou fluxos de energia de outros submercados e de interconexões internacionais, com a possibilidade de serem programadas de acordo com alterações na demanda do sistema. As usinas que apresentam limitações operativas (inflexibilidade) não terão sua parte limitada considerada no estabelecimento do preço MAE para fins de cumprimento de instruções de despacho por parte do ONS. Porém, caso uma unidade geradora tenha declarado um nível mínimo de operação (inflexível) e esteja gerando acima desse nível (flexível), ela será considerada na formação do preço, sendo que, dessa forma, se essa for a unidade geradora com maior custo, essa usina determinará o Preço MAE considerado.

Vale ressaltar que, quando as restrições de transmissão reduzem o fluxo de energia entre os submercados, a energia importada não é mais a energia marginal - a energia mais barata - pois uma restrição de transmissão impede que um volume ótimo de energia seja importado pelo submercado e, portanto, uma geração mais onerosa é despachada.

Na etapa de implementação das Regras do MAE, o cálculo de preços iniciou com preços mensais em três patamares, em base mensal *ex-ante* e por patamar de carga, ou seja, apurado antes da operação real do sistema, levando em consideração os valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado<sup>18</sup>.

A segunda etapa de implementação das Regras do MAE define preços semanais *ex-ante* e *ex-post*, também em três patamares, até atingir a etapa final com preços MAE horários. Ao longo de toda essa evolução, os preços serão sempre calculados para cada submercado.

Desde julho de 2001, calcula-se preços semanais para os quatro submercados existentes, em razão do racionamento, sendo que nos submercados Sudeste, Norte e Nordeste, os

---

<sup>17</sup> A prioridade para despacho do parque térmico é determinado em função dos custos variáveis de produção de cada gerador, sendo este custo uma combinação entre o preço declarado do combustível e o consumo específico de cada unidade térmica. Para o cálculo do preço MAE, somente considera-se a parcela de geração flexível, ou seja, a parcela de geração que não apresenta limitação operativa, quer seja por contratos take or pay de combustíveis ou outras limitações referentes à transmissão.

<sup>18</sup> O processo de formação do preço do MAE contempla as condições normais de operação e as eventuais situações de racionamento de energia.

preços semanais são os próprios custos do déficit, o que permaneceu até a terceira semana de setembro de 2001 em R\$684,00. A partir de 22 de setembro de 2001, para os submercados afetados pelas medidas de racionamento, o preço MAE passou a ser o preço indicado na Resolução nº 49, de 20 de setembro de 2001, da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica- GCE.

Para os submercados não afetados pelo racionamento, a Resolução nº 49 da GCE prevê que o preço MAE será determinado com base na Resolução nº 12, de 01 de junho de 2001, cabendo à ANEEL estabelecer os procedimentos necessários. Conforme determinação da ANEEL, o cálculo do preço MAE para os submercados fora do racionamento seguirá os seguintes critérios:

- iguais ao custo da usina térmica mais cara despachada no Programa Mensal da Operação do ONS e em suas revisões semanais;
- iguais ao valor TVC<sup>19</sup> em caso de não haver programação de despacho de térmicas acima da geração mínima total (geração mínima operativa acrescida do valor mínimo por restrição elétrica) nesse submercado;
- iguais nos três patamares de carga, visto que a sistemática atual do Programa Mensal de Operação não inclui o cálculo do despacho semanal por patamar e
- válidos para as semanas do Programa Mensal de Operação, isto é, as semanas sempre se iniciam no sábado e terminam na sexta-feira e podem conter dias de dois meses subsequentes.

A medida que o cálculo dos preços do MAE for evoluindo, estarão sendo implementadas, paralelamente, novas funcionalidades para agregar os dados de oferta das unidades térmicas dos ofertantes de redução de carga e dados técnicos das unidades hidráulicas. Os princípios do MAE para a formação do preço dos submercados são os seguintes:

- quando não houver nenhum fluxo entre os submercados, o preço do MAE em cada um deles será determinado pela soma do custo marginal da energia e as perdas na transmissão associadas com o transporte de energia ao CG;

---

<sup>19</sup> Tarifa que remunera a realocação de energia entre os submercados (atualmente R\$4,00).

- quando os fluxos entre os submercados não sofrerem nenhuma restrição, a diferença de preço existente deverá refletir as perdas na transmissão associadas com os fluxos entre os dois CGs e
- quando houver uma restrição no fluxo entre os submercados, a diferença de preço deverá refletir o custo da restrição na transmissão.

Acredita-se também, que o Preço MAE não deveria considerar os limites do CMO, zero para sistema vertendo e custo do déficit para condições de racionamento, pois nenhum gerador tem custo zero na produção de energia. Esse critério somente poderia ser considerado se o modelo adotado no SEB já estivesse contemplando o Encargo de Capacidade, garantindo aos investidores em geração uma receita mínima. Por outro lado, em relação ao custo do déficit, os leilões do MAE<sup>20</sup> implantados a partir de junho de 2001 para o período de racionamento, deixam bem claro que as negociações não se deram ao preço do déficit, e sim a valores bem mais baixos que esse, mostrando até que ponto os interessados estão dispostos a pagar pela energia disponível.

Depois da grande polêmica quanto ao novo preço anunciado pela ANEEL, a assessoria de imprensa da agência salientou que o custo do déficit não pode ser confundido com o preço da energia. A agência disse ainda que outras metodologias de cálculo para esse custo do racionamento ainda estão sendo estudadas por seus técnicos e a tendência poderá ser, inclusive, de queda. A resolução da ANEEL propõe que a partir de maio de 2001 o preço subiria de R\$1.145,00 MWh; em novembro de 2001, aumentaria para R\$1.736,00 o MWh e, em novembro de 2002, atingiria o teto de R\$2.328,00 o MWh, caso o país ainda vivenciasse um período de racionamento (ANEEL, 2001).

O processo completo de cálculo do Preço MAE, a ser implantado na última etapa de implementação das Regras de Mercado, consiste na utilização de uma cadeia de modelos computacionais (NEWAVE, DECOMP e DESSEM), modelos esses que produzirão como resultado o CMO de cada submercado e o valor do intercâmbio entre eles, para cada intervalo de meia hora, de forma ótima. Os modelos computacionais DECOMP e DESSEM serão agregados ao sistema NEWAVE formando a cadeia de modelos do MAE,

---

<sup>20</sup> Sistemática de compra e venda de certificados, que são documentos emitidos pelas concessionárias de energia elétrica atestando o valor em kWh, equivalente à expectativa de consumo ou o consumo verificado em nível inferior à meta de racionamento do respectivo mês.

com todas as particularidades necessárias para a formação do Preço MAE. Cada um dos modelos executa as seguintes tarefas:

- NEWAVE: política de operação de médio prazo;
- DECOMP: política de operação de curto prazo e
- DESSEM: programação diária da operação.

A figura 8 ilustra a cadeia de modelos para Formação do Preço MAE.

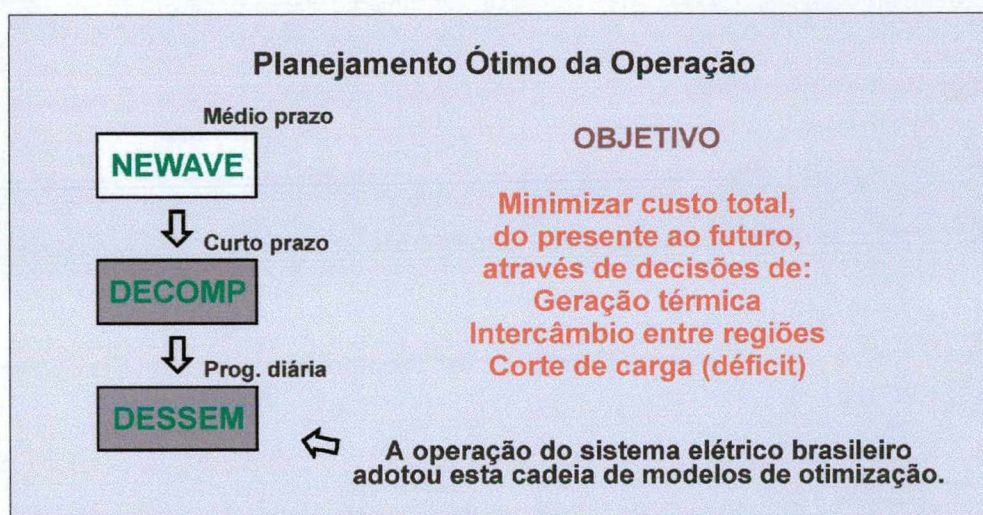


Figura 8 - Modelos para formação do preço MAE

### NEWAVE

Na primeira e segunda fase de implementação do MAE, somente o modelo NEWAVE vem sendo utilizado, enquanto os demais serão adotados à medida que forem finalizados e validados. O NEWAVE é um modelo de otimização para o planejamento de médio prazo (até 5 anos), com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento.

No NEWAVE existe um módulo (NEWDESP) que consulta as funções de custo futuro geradas pela otimização. Com base nos valores de energia armazenada no início de um mês e valores realizados e previstos de energias afluentes, o modelo obtém o despacho ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica equivalente e o despacho das usinas térmicas para cada subsistema. Como resultado desse processo são obtidos os preços MAE para o período estudado, em cada patamar de carga considerado e para cada submercado (Visão Geral das Regras do MAE, 2000: p. 12)

## **DECOMP**

Esse modelo não considera as restrições de transmissão internas em cada um dos submercados do MAE.

O modelo DECOMP define a política de operação de curto prazo (horizonte de estudo com até um ano, com discretização semanal no primeiro mês), considerando até três patamares de carga, e tem, como principais resultados, o custo marginal de operação semanal (CMO) e a função de custo futuro. Essa função de custo futuro será posteriormente utilizada na programação diária pelo modelo DESSEM". O DECOMP representa as características físicas e restrições operacionais das usinas de forma individualizada e a estocacidade das vazões é representada através de cenários hidrológicos gerados por modelos de previsão externos. (Visão Geral das Regras do MAE, 2000, p.31-32)

## **DESSEM**

O modelo DESSEM define a programação da operação de curto prazo (horizonte de estudo com até uma semana, com discretização semi-horária no primeiro dia e horária nos demais) e tendo como resultados principais, o despacho eletroenergético, no caso da aplicação em nível do ONS, e o Custo Marginal de Operação (CMO).

O modelo DESSEM permitirá a obtenção de preços horários numa forma otimizada para o MAE, através de um processo de acoplamento com as metas semanais da produção de energia no sistema brasileiro e o seu custo futuro do DECOMP. Este processo de otimização será determinístico e deverá ser repetido diariamente sempre otimizando o custo de operação uma semana a frente, de forma a obter atualizações dos preços horários. Este modelo considera o detalhamento de várias restrições operativas do sistema, bem como a modelagem de várias funcionalidades das unidades geradoras (partida de máquinas térmicas, turbinas, vertedouros, etc.). Como no caso do modelo DECOMP, o modelo DESSEM utilizado para a formação do preço MAE não considera as restrições de transmissão internas dos submercados (Visão Geral das Regras do MAE, 2000: p. 33).

De qualquer forma, embora no novo modelo a formação dos preços também se dê a partir do cruzamento da oferta e da demanda, é necessário lembrar que a transparência é fundamental para dar credibilidade ao processo, sendo que o objetivo das novas regras deve ser de proteger a competição e não os competidores (MAIA e RIBEIRO, 2001).

### ENCARGO DE CAPACIDADE

O encargo de capacidade é um valor a ser pago ao MAE pelos consumidores de energia com o objetivo de compensar os geradores que garantem uma disponibilidade de capacidade de geração adequada ao sistema, evitando-se dessa forma, eventual falta de capacidade no mercado, com conseqüente elevação do Preço MAE.

Para exemplificar a necessidade de implantação correta e adequada de um mecanismo como esse, podemos citar como exemplo o caso da Califórnia, no qual a demanda de energia superou em muito a oferta:

Todavia, no meio tempo, a falta temporária de capacidade redundou em preços incrivelmente altos no mercado atacadista, impondo formidável encargo financeiro ao Estado, acima e além de qualquer ruptura que possa resultar da escassez física de energia. Ninguém sabe exatamente o quanto a Califórnia gastará com eletricidade neste ano; contudo, estimativas razoáveis sugerem que a conta será de pelo menos US\$ 50 bilhões a mais do que dois anos atrás – correspondendo a um aumento superior a US\$ 1. 500 para cada residente. Boa parte disso decorre não de maiores custos de produção, mas de lucros extraordinários para um punhado de empresas geradoras (KRUGMAN, 2001).

O objetivo do encargo de capacidade é suavizar potenciais surtos no preço do MAE, assegurando que o mercado disporá de um sinal econômico que propicie investimentos em geração de tal modo que haja disponibilidade suficiente para atender à demanda de ponta.

Esses surtos existem porque, durante uma falta de capacidade, o preço MAE se elevaria ao valor de racionamento. Na verdade, pagamentos baseados em surtos ocasionais de preços do MAE poderiam levar os geradores a problemas de fluxo de caixa, uma vez que eles



seriam pagos por tal capacidade de ponta somente quando esse patamar de carga fosse utilizado, ou seja, quando a falta de capacidade realmente ocorresse.

Conforme estabelecido pela Resolução da ANEEL nº 290, a forma de cálculo do encargo de capacidade deverá ser submetida pelo MAE à homologação da ANEEL, visando possibilitar sua implantação a partir da terceira etapa do MAE e deverá refletir as premissas constantes do documento básico para o estabelecimento das Regras do Mercado, anexo ao Acordo de Mercado.

Vale salientar que introduzir esse item nas Regras de Mercado é de fundamental importância para o bom funcionamento do mercado, uma vez que esse é o mecanismo que garantirá que uma quantidade ótima de capacidade seja mantida no sistema, assim como um nível de segurança adequado. É necessário garantir aos geradores um nível mínimo de receita que remunere os investimentos realizados. A não-existência da cobrança de tal encargo pode ser uma explicação para a lentidão do ritmo dos investimentos.

De uma forma geral, as mudanças efetuadas até o momento no mercado brasileiro ainda não foram suficientemente adequadas para estimular investimentos, sejam estes na geração ou na transmissão.

Entretanto, as transformações efetuadas ainda não são suficientes para assegurar a implantação de novas centrais e linhas de transmissão necessárias ao atendimento da demanda futura do país. [...] novos projetos serão estimulados à medida que alguns requisitos forem cumpridos. Entre eles, o aumento dos consumidores livres para escolher seus fornecedores de energia; maior facilidade no uso das redes de transmissão e distribuição; estrutura de preços compatível com os custos dos novos projetos; estabelecimento de regras claras e estáveis para o mercado (TORRES, 2000).

### 3.3 MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA -MRE

O mecanismo de realocação de energia (MRE) é um mecanismo financeiro que tem como objetivo compartilhar os riscos hidrológicos aos quais estão sujeitos os geradores, buscando garantir a otimização dos recursos hidrelétricos do sistema interligado. Esse mecanismo tem a finalidade de garantir a todos os geradores do MRE a comercialização da Energia Assegurada que lhes foi atribuída pela ANEEL, independentemente de sua



produção real de energia, desde que todas as usinas participantes do MRE tenham gerado energia suficiente para cumprir com tal finalidade. Ou seja, o MRE realoca energia, transferindo o excedente daqueles que geraram acima da sua Energia Assegurada para aqueles que geraram abaixo em consequência da imposição do despacho ótimo e centralizado do sistema.

O MRE busca assegurar que todos seus participantes recebam os respectivos volumes de energia assegurada, independentemente da otimização do despacho do sistema.

O MRE abrange todas as usinas hidrelétricas sujeitas ao despacho centralizado, e as usinas térmicas com despacho centralizado, contempladas nos Contratos Iniciais e que tenham seus custos de combustível cobertos pela CCC (Conta de Consumo de Combustível Fósseis) (Visão Geral das Regras do MAE, 2000: p.17).

Os geradores sujeitos ao despacho centralizado não têm autonomia sobre seu nível de geração para atender aos seus compromissos de venda (contratos iniciais<sup>21</sup>) que tenham sido baseados na Energia Assegurada. Dessa forma, a energia gerada não coincide com a energia assegurada dos geradores, podendo ficar acima ou abaixo dos valores comprometidos nos contratos iniciais.

Conforme Visão Geral das Regras de Mercado (2000), toda a energia produzida pelos geradores participantes do MRE, despachada por razões de otimização do sistema ou para atender uma restrição de transmissão, será tratada da mesma forma no processo de realocação do MRE. O MRE realoca energia, primeiramente, no próprio submercado, porém, para garantir que todos os geradores recebam sua energia assegurada, a realocação poderá ser feita também entre geradores de submercados diferentes. Nesse caso, se a energia for realocada em outros submercados, com preços diferentes, essa realocação de energia dará origem a uma alocação do Excedente Financeiro (*Surplus*).

Considerando que a energia gerada pelo MRE pode não coincidir com a energia assegurada do sistema, podendo ser maior ou menor, a realocação da energia para as diferentes situações se dará da seguinte forma:

---

<sup>21</sup> Contratos Bilaterais de longo prazo, instituídos pela Lei 9.648 de 1998.

- quando a energia total gerada pelas usinas do MRE for maior ou igual ao total de energia assegurada do MRE, todos os geradores participantes receberão sua energia assegurada alocada, independente dos seus níveis individuais de energia gerada. Havendo excesso do total de energia gerada em relação ao total de energia assegurada, haverá um excedente de energia no sistema, denominado Energia Secundária, que será também realocada entre os geradores e
- por outro lado, quando a energia total gerada pelo MRE for menor que o total de energia assegurada do MRE, não haverá energia suficiente para garantir aos geradores os seus níveis de energia assegurada. Nesse caso, para cada gerador participante do MRE será calculado, na proporção de sua energia assegurada, um novo valor de referência de energia assegurada, apenas para efeito do MRE, menor que a energia assegurada inicial de cada participante, que nas Regras do MAE, denomina-se energia alocada.<sup>22</sup>

Deve-se considerar que para os casos de racionamento não generalizado em todas as regiões do país, o MRE deveria ser efetuado por submercado, caso contrário, ocorre uma realocação de energia de um submercado sem racionamento para um outro submercado em racionamento, que fisicamente não ocorre, pois a energia é consumida no próprio submercado que não está em racionamento.

### 3.4 ALOCAÇÃO DO EXCEDENTE FINANCEIRO - *SURPLUS*

Ainda de acordo com Visão Geral das Regras de Mercado (2000), o *Surplus* na comercialização de energia é a diferença positiva entre o total de pagamentos e o total de recebimentos no MAE o qual surge devido à diferença de preços entre os submercados. O *Surplus* ocorre em razão do fluxo de energia entre submercados, porque a energia é valorada ao preço do submercado onde ela for gerada e é paga ao preço do submercado onde a energia for consumida. Portanto, quando ocorre diferença de preços entre os

---

<sup>22</sup> Caso a geração total do MRE do sistema for inferior ao seu nível de energia assegurada, o gerador fica com uma energia alocada inferior a sua energia assegurada inicial. Este fato decorre de um maior volume de energia produzida por usinas não pertencentes ao MRE e/ou redução de carga. Cabe ressaltar que a redução

submercados, o consumo pagará ao MAE um valor maior do que a geração receberá do MAE, pois o fluxo de energia ocorre do submercado mais barato para o mais caro. Essa diferença entre os pagamentos e recebimentos corresponde ao fluxo de energia entre os submercados multiplicado pela diferença de preços entre eles.

Havendo Excedente Financeiro no MAE, poderá haver agentes geradores com contratos ou energia alocada pelo MRE em outro submercado, comprando energia a preços mais elevados do que suas vendas (exposição negativa de contrato) ou comprando energia a preços menores do que suas vendas (exposição positiva de contrato). Assim sendo, calcula-se exposições de contratos, considerando a quantidade de energia do contrato sujeita à exposição, multiplicada pela diferença de preços entre os submercados envolvidos.

A alocação do *Surplus* busca distribuir o excedente financeiro entre os agentes afetados, de forma a compensar as suas exposições às diferenças de preços. Isto é, dado um gerador G1, interno ao submercado 1, e estando esse gerador conectado às cargas do próprio submercado através de linhas de transmissão, esse receberá o preço do submercado, mesmo que o preço do seu despacho seja muito inferior ao Preço MAE desse submercado. Dessa forma, caso as linhas de conexão desse gerador não sejam suficientes, o gerador é compensado, sob a forma de Encargos do Serviço de Sistema, pelo produto entre a redução de geração provocada pela restrição e a diferença entre o preço do submercado e o seu preço de produção. Para o caso de um gerador G2, localizado em um submercado 2, complementando uma diferença de geração não atendida pelo gerador G1, no submercado 1, verifica-se que o gerador G2, receberá ao preço do submercado 2, porém será penalizado perdendo o direito de receber a compensação pela diferença de geração. A figura 9 fornece um exemplo numérico de *Surplus*.

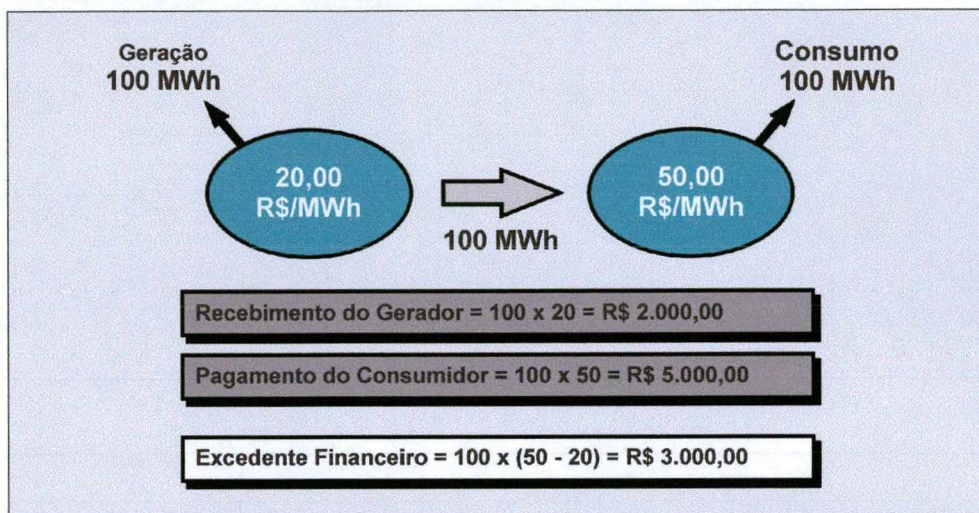


Figura 9 – Alocação de *Surplus*.

As regras atuais do mercado, ao estipular quais contratos têm direito ao *Surplus*, procurou não criar riscos adicionais devido a implantação dos submercados aos agentes com contratos pré-existent. Conforme estabelecido na resolução ANEEL nº 290, o *Surplus* e as exposições positivas dos agentes são destinados para o alívio das suas perdas financeiras causadas por diferenças de preços entre submercados para as seguintes condições:

- realocações de energias asseguradas no MRE;
- contratos iniciais entre submercados;
- contratos de Itaipu;
- parcela dos contratos de compra e venda de energia importada, assinados até 12 de agosto de 1998, considerada nos Contratos Iniciais e
- os direitos de auto-produtores e concessionários de serviço público de geração em consórcios estabelecidos com base no Decreto nº 915, de 6 de setembro de 1993, ou em concessões outorgadas até 12 de agosto de 1998, com base na Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, ou prorrogadas com base no art. 20 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

Caso após a compensação das perdas financeiras do mês correspondente haja um eventual saldo positivo de *Surplus*, esse será utilizado para compensar eventual saldo negativo do mês anterior. Ainda assim, se houver saldo remanescente, esse saldo será utilizado na redução das despesas decorrentes dos Encargos de Serviços do Sistema.

### 3.5. ENCARGOS DOS SERVIÇOS DO SISTEMA - ESS

Encargos de Serviços do Sistema são valores destinados à recuperação dos custos oriundos de manutenção, objetivando viabilizar o funcionamento da rede, mantendo a confiabilidade e a estabilidade do sistema para o atendimento do mercado, não estando esses custos incluídos no Preço MAE. A recuperação dos custos dos serviços do sistema é efetuada por submercado e paga por todos os agentes de consumo do MAE, de acordo com o consumo medido correspondente, contratado ou não, no submercado no qual está localizado o seu consumo.

De acordo com as Regras de Mercado, os custos e pagamentos a serem considerados para o cálculo do ESS são:

- custos de restrições de operação;
- pagamentos da capacidade adicional;
- custo dos serviços ancilares;
- custo de serviços de testes de disponibilidade;
- pagamentos aos ofertantes de redução de carga e
- receitas advindas da aplicação de penalidades<sup>23</sup>.

Os custos de restrições de operação são custos que correspondem ao ressarcimento efetuado para as unidades geradoras cuja produção tenha sido afetada por restrições de operação dentro de um submercado. Os custos totais decorrentes dessas restrições são determinados pela soma dos pagamentos aos geradores que atenderam ao consumo e os que deixaram de gerar. Na etapa de implementação do MAE serão consideradas (após liquidação), para pagamentos dos ESS, apenas as unidades geradoras não-participantes do MRE. A recuperação de seus custos será feita exclusivamente através dos ESS pela diferença entre seu custo e o Preço MAE, considerando-se o despacho *ex-ante* por patamar dos modelos de otimização e a geração verificada.

---

<sup>23</sup> São valores obtidos com aplicação das penalidades aos Agentes do MAE. Estes valores serão deduzidos dos encargos de serviços do sistema pagos pelos agentes de consumo. (Reduzem o total de custos alocados no ESS).

Vale ressaltar que, atualmente, os Encargos dos Serviços do Sistema surgem em função de duas condições relacionadas aos custos de restrições de operação:

- gerador flexível despachado fora da ordem de mérito, que recebe do ESS a diferença entre o preço ofertado e o preço MAE;
- gerador flexível que está na ordem de mérito, porém não é despachado devido a restrições de transmissão. Esse gerador também receberá do ESS, a diferença entre o preço MAE e o preço ofertado.

Os demais itens, que de acordo com as novas regras de mercado, compõem o ESS ainda não estão sendo contemplados pelo novo modelo.

Apesar de que o aumento na capacidade de intercâmbio provocará uma diminuição do ESS, é importante mencionar que eliminar totalmente as restrições de transmissão torna-se inviável pois seriam necessários grandes investimentos. Há de ser respeitado um limite de custo *versus* benefício, no que tange à expansão da transmissão, pois os encargos advindos da expansão são permanentes, enquanto que os encargos oriundos de restrições de operação podem ser ocasionais.

Destaca-se ainda que, os ESS dependem consideravelmente, do Preço MAE e do despacho ótimo do ONS, sendo que, se a determinação do preço MAE for mal estipulada, no sentido de não representar adequadamente as condições reais do sistema, será constatado um elevado ESS.

Em relação à receita advinda das restrições de transmissão, vale citar como exemplo, a quantidade de receita devida aos geradores, que será paga pela carga<sup>24</sup> através do ESS, correspondente ao período referente a contabilização de setembro de 2000 a abril de 2001, que seria praticamente, suficiente para pagar o custo de uma linha do porte de Bateias-Ibiúna, que interliga os submercados Sul e Sudeste do país, obra essa já licitada pelo órgão regulador, prevista para 2003. É importante ressaltar que o montante do ESS, bastante

---

<sup>24</sup> Os distribuidores são compensados dos ESS via reajuste de suas tarifas, sendo que parte desse custo é repassado aos consumidores finais de energia.

elevado, verificado para o período citado, não deve ser considerado para projeções futuras, pois o setor encontra-se ainda em fase de implementação do novo modelo e, sendo assim, algumas adaptações se farão necessárias.



## **4 ANÁLISES E RESULTADOS**

### **4.1 APRESENTAÇÃO**

Nos capítulos anteriores, fez-se uma explanação sobre a transformação do setor elétrico brasileiro, partindo-se de uma descrição do processo de mudança, incluindo as novas regras do MAE e sua implicação na comercialização de energia.

Este capítulo inicia-se apresentando algumas características do parque instalado, permitindo o conhecimento de alguns dados dos submercados existentes, como oferta e demanda, taxas de crescimento da demanda, bem como, a capacidade de transporte e o comportamento do Preço MAE.

Ainda neste capítulo, analisa-se, através de simulações com o modelo adotado para o planejamento da operação, o comportamento dos submercados Sul/Sudeste sob a ótica dos preços de energia, apontando-se pontos fortes e fracos da interligação existente entre esses submercados. A realização de simulações, com dados reais e hipotéticos, visou analisar a influência das restrições de transmissão no Preço MAE quando o sistema elétrico é operado com os limites de intercâmbio reais ou com limites de intercâmbio relaxados, conforme descrito nos capítulos anteriores.

Por fim, destaca-se o impacto na competição entre geradores de submercados diferentes, dada a existência de limitação de transmissão como um elemento estratégico de barreiras à entrada de geradores do Sul no Sudeste.

Considerando-se que o principal objetivo econômico da expansão da capacidade de intercâmbio está na minimização dos gastos com combustível para geração térmica e de custos



com a ocorrência de déficits que se fazem refletir nos CMO's, admite-se que o fluxo de energia entre os submercados estará lotando a capacidade da linha.

## 4.2 CARACTERÍSTICAS DO PARQUE INSTALADO

### OFERTA

O SEB apresenta características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial. A primeira grande diferença é a predominância de geração hidráulica. Essa característica faz com que o CMO apresente inércia em sua variação devido ao grande porte dos reservatórios. Já em sistemas com predominância térmica, o CMO varia de acordo com o despacho das térmicas. Em ambos os sistemas, as térmicas são despachadas a partir das de menor custo para as de custo mais elevado. A segunda característica refere-se à existência de diferentes proprietários de usinas em um mesmo rio. Essa multiplicidade de proprietários torna difícil a elaboração de um planejamento energético otimizado, devido aos interesses conflitantes desses proprietários. Para minimizar esse problema foi adotado o despacho centralizado.

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado por empresas situadas nas Regiões Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e parte da Região Norte. Somente 3,4% da capacidade de produção encontram-se fora do SIN, nos chamados sistemas isolados, principalmente na Região Amazônica.

Conforme mostra o quadro 1, a potência instalada no SIN, já considerando 50% de potência da Usina Hidrelétrica de Itaipu, estará em dezembro de 2001 em 72.216 MW, sendo somente 6.493 MW de origem térmica, equivalente.

Quadro 1 – Evolução da potência instalada em MW.

REGIÃO	TIPO	2000	2001	2002	2003	2004	2005
SUDESTE	Hidráulica	29.291	30.008	30.882	32.139	33.913	34.132
+	Térmica	1.769	1.841	2.298	4.059	5.885	5.885
C.OESTE	Nuclear	1966	1966	1966	1966	1966	1966
	<b>Total</b>	<b>33.026</b>	<b>33.815</b>	<b>35.146</b>	<b>38.164</b>	<b>41.764</b>	<b>41.983</b>
SUL	Hidráulica	9.444	9.859	10.282	11.087	11.207	11.207
	Térmica	2.191	2.231	2.711	3.253	3.903	3.903
	<b>Total</b>	<b>11.635</b>	<b>12.090</b>	<b>12.993</b>	<b>14.340</b>	<b>15.110</b>	<b>15.110</b>
NORDESTE	Hidráulica	10.136	10.136	10.136	10.586	10.586	10.586
	Térmica	291	455	481	481	481	481
	<b>Total</b>	<b>10.427</b>	<b>10.591</b>	<b>10.617</b>	<b>11.067</b>	<b>11.067</b>	<b>11.067</b>
NORTE	Hidráulica	4.281	4.281	5.131	6.256	7.381	8.506
	Térmica	0	0	0	0	0	0
	<b>Total</b>	<b>4.281</b>	<b>4.281</b>	<b>5.131</b>	<b>6.256</b>	<b>7.381</b>	<b>8.506</b>
BRASIL	Hidráulica	53.152	54.284	56.432	60.069	63.087	64.432
	Térmica	4.251	4.527	5.490	7.793	10.269	10.269
	Nuclear	1966	1966	1966	1966	1966	1966
	<b>Total</b>	<b>59.369</b>	<b>60.777</b>	<b>63.887</b>	<b>69.827</b>	<b>75.322</b>	<b>76.666</b>
ITAIPU/BRASIL	(50% Total)	6.300	6.300	6.300	6.300	7.000	7.000
BRASIL	Rec. Próprio	65.669	67.077	70.187	76.127	82.322	83.666
Arg.+Bol.+Par.	Importação	4.839	5.139	6.139	8.539	9.839	9.839
<b>BRASIL</b>	<b>Total</b>	<b>70.508</b>	<b>72.216</b>	<b>76.326</b>	<b>84.666</b>	<b>92.161</b>	<b>93.505</b>

Fonte: ONS / Planejamento Anual da Operação Energética Ano 2001 – Maio de 2001

As usinas hidrelétricas compõem a maior parte da capacidade instalada e distribuem-se em 12 bacias hidrográficas nas diferentes regiões e longe dos centros de carga. Considerando que as usinas hidrelétricas são construídas onde há possibilidade de um melhor aproveitamento das aflúncias e desníveis de rios e que essas condições geralmente são encontradas longe dos centros consumidores, foi desenvolvido no Brasil um extenso sistema de transmissão. O quadro 2 ilustra a extensão das linhas de transmissão em tensões superiores a 230kV:

Quadro 2 – Extensão das linhas de transmissão.

Tensão (kV)	Extensão (km)
230	32.451,4
345	9.023,5
440	6.162,5
500	17.405,8
600cc	1.612,0
750	2.379,0
<b>Total</b>	<b>69.034,2</b>

Fonte: ONS – Operação do Sistema Interligado – Dados Relevantes de 2000



## DEMANDA

As projeções de mercado e carga própria que subsidiam os planos de expansão<sup>25</sup> e operação, são elaboradas com a participação das concessionárias do setor elétrico, através do Comitê Técnico para Estudos de Mercado/ Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CTEM/CCPE.

De posse das projeções de carga própria, o ONS elabora o planejamento anual da operação energética. O quadro 3 mostra uma previsão da evolução da carga própria por submercado com suas respectivas taxas de crescimento.

Quadro 3 – Carga própria de energia em MWmed

SUBSISTEMA	2000	2001	2002	2003	2004	2005	TG (%)
SUL	6748	7208	7605	8014	8393	8829	
<b>Crescimento (%)</b>		<b>6,8%</b>	<b>5,5%</b>	<b>5,4%</b>	<b>4,7%</b>	<b>5,2%</b>	<b>5,5%</b>
SE/C.OESTE	25529	26318	27184	28055	28982	30031	
<b>Crescimento (%)</b>		<b>3,1%</b>	<b>3,3%</b>	<b>3,2%</b>	<b>3,3%</b>	<b>3,6%</b>	<b>3,3%</b>
NORTE	2536	2694	2805	2866	2924	3017	
<b>Crescimento (%)</b>		<b>6,2%</b>	<b>4,1%</b>	<b>2,2%</b>	<b>2,0%</b>	<b>3,2%</b>	<b>3,5%</b>
NORDESTE	5819	6172	6564	6938	7282	7677	
<b>Crescimento (%)</b>		<b>6,1%</b>	<b>6,3%</b>	<b>5,7%</b>	<b>5,0%</b>	<b>5,4%</b>	<b>5,7%</b>
BRASIL	40632	42392	44158	45873	47581	49554	
<b>Crescimento (%)</b>		<b>4,3%</b>	<b>4,2%</b>	<b>3,9%</b>	<b>3,7%</b>	<b>4,1%</b>	<b>4,1%</b>

OBS.: TG (%) é a Taxa Geométrica de crescimento no período 2000–2005

Fonte: ONS / Planejamento Anual da Operação Energética Ano 2001 – Maio de 2001 (Não contempla o plano de racionamento).

De acordo com o quadro 3, a carga própria de energia do SIN deverá evoluir de 40.632 MW médios em 2000 para 49.554 MW médios em 2005, representando um incremento médio anual de 1.487 MW médios e crescimento de 4,1% ao ano.

<sup>25</sup> O programa de obras de geração adotado neste estudo, para os dois casos estudados, foi o mesmo adotado no programa mensal de operação do mês de janeiro de 2001.

Cabe ressaltar que os valores do quadro 3 são resultados de projeções elaboradas sob a hipótese de não haver restrição de oferta de energia. Nesse sentido, como se verificou em 2001, medidas de contingenciamento e/ou racionamento relativamente à oferta de energia elétrica, essas projeções deverão contemplar e incorporar o efeito dessas medidas.

#### 4.3 HISTÓRICO PREÇO MAE

Com a aprovação das Regras de Mercado em fevereiro de 2000 e a criação do MAE, compreendendo um mercado de contratos e um mercado *Spot*, torna-se importante conhecer a formação do preço MAE, conforme descrito no capítulo 3.

O preço da energia, CMO, deve ser capaz de cobrir todos os custos de geração. Vale lembrar que esse custo é determinado considerando-se:

- custo de geração térmica;
- valor da água e o impacto do custo futuro relativo à utilização dos recursos de geração térmica, cortes de carga, importação ou pagamento de oferta de redução de carga e/ou deplecionamento dos reservatórios;
- conexões internacionais, nas quais o custo marginal de operação é o preço de contrato de interconexão e
- recebimento de outro submercado quando o custo marginal de operação é igual ao custo marginal de operação do mercado exportador e custo do déficit, representando o valor econômico do corte de carga.

O quadro 4 apresenta o histórico do preço MAE desde a implantação das Regras do MAE até outubro de 2001.



Quadro 4 – Histórico Preço MAE (R\$/MWh)

Valores Mensais 2000												
Mês	SUDESTE			SUL			NORDESTE			NORTE		
	PESADA	MÉDIA	LEVE	PESADA	MÉDIA	LEVE	PESADA	MÉDIA	LEVE	PESADA	MÉDIA	LEVE
Setembro	156,11	156,11	156,11	175,99	175,99	156,11	101,49	101,49	101,49	101,49	101,49	66,06
Outubro	93,02	93,02	93,02	93,02	93,02	27,45	76,07	76,07	76,07	76,07	76,07	76,07
Novembro	149,70	149,70	149,70	149,70	149,70	147,15	127,30	127,30	127,30	149,70	127,30	127,30
Dezembro	103,54	103,54	103,54	103,54	103,54	101,77	72,16	72,16	72,16	103,54	103,54	103,54
Valores Mensais 2001												
Mês	SUDESTE			SUL			NORDESTE			NORTE		
	PESADA	MÉDIA	LEVE	PESADA	MÉDIA	LEVE	PESADA	MÉDIA	LEVE	PESADA	MÉDIA	LEVE
Janeiro	56,92	56,92	56,92	56,92	56,92	56,92	33,87	33,87	33,87	33,87	33,87	33,87
Fevereiro	160,29	160,29	160,29	160,29	153,47	153,47	121,47	121,47	121,47	121,47	121,47	121,47
Março	165,97	165,97	165,97	165,97	149,84	149,84	154,21	154,21	154,21	154,21	154,21	154,21
Abril	252,18	252,18	252,18	252,18	241,65	241,65	247,35	247,35	247,35	247,35	247,35	247,35
Maio	459,89	459,89	459,89	459,89	415,57	415,57	440,99	440,99	440,99	440,99	440,99	440,99
Junho	684,00	684,00	684,00	379,05	292,92	292,92	684,00	684,00	684,00	379,05	379,05	379,05
Valores Semanais 2001												
Mês	Semana	Período	SUDESTE	SUL	NORDESTE	NORTE						
Julho	1	30.06 a 06.07	684,00	141,61	684,00	684,00						
	2	07.07 a 13.07	684,00	4,00	684,00	684,00						
	3	14.07 a 20.07	684,00	4,00	684,00	684,00						
	4	21.07 a 27.07	684,00	86,94	684,00	684,00						
Agosto	1	27.07 a 03.08	684,00	37,12	684,00	684,00						
	2	04.08 a 10.08	684,00	4,00	684,00	684,00						
	3	11.08 a 17.08	684,00	37,12	684,00	684,00						
	4	18.08 a 24.08	684,00	60,62	684,00	684,00						
	5	25.08 a 31.08	684,00	86,94	684,00	684,00						
Setembro	1	01.09 a 07.09	684,00	92,43	684,00	684,00						
	2	08.09 a 14.09	684,00	63,55	684,00	684,00						
	3	15.09 a 21.09	684,00	79,72	684,00	684,00						
	4	22.09 a 28.09	336,00	63,55	562,15	336,00						
Outubro	1	29.09 a 05.10	336,00	63,55	562,15	336,00						
	2	06.10 a 12.10	336,00	4,00	562,15	336,00						
	3	13.10 a 19.10	336,00	4,00	562,15	336,00						
	4	20.10 a 26.10	336,00	4,00	562,15	336,00						

Fonte: Site ASMAE, Setembro de 2000 a Outubro de 2001.

#### 4.4 PREMISSAS UTILIZADAS

O estudo proposto tem como objetivo apresentar as diferenças dos CMO's entre os submercados Sul e Sudeste considerando os limites de intercâmbio real indicado pelo ONS, para o CASO BASE, e considerando-se limites hipotéticos, com acréscimo de 1.000 MW aos limites considerados inicialmente, para o CASO COM EXPANSÃO.

Neste capítulo são apresentadas diretrizes para estabelecer a representação mais adequada do parque gerador e seus vínculos com a operação energética considerando da melhor forma possível os limites elétricos de transmissão.



Na avaliação dos dois casos estudados, aplicam-se os critérios e procedimentos adotados pelo ONS para operação energética do sistema.

#### 4.4.1 Tendência Hidrológica

A operação centralizada do SIN está fundamentada na interdependência operativa entre as usinas, na interconexão dos sistemas elétricos e na integração dos recursos de geração e transmissão tendo como objetivo atender as necessidades do mercado.

O aproveitamento conjunto dos recursos energéticos provoca a interdependência operativa através da construção e operação de usinas e reservatórios, localizados em seqüência em várias bacias hidrográficas. Assim sendo, a operação de uma determinada usina do SEB depende das vazões liberadas a montante por outras usinas, ao mesmo tempo que sua operação afeta as usinas a jusante, de forma equivalente.

Conforme descrito no capítulo 2, o preço MAE ou Preço *Spot*, apresenta alta volatilidade decorrente das condições hidrológicas do sistema. Isto é, depende de fatores como energia natural afluyente e energia armazenada nos reservatórios dos seus subsistemas elétricos.

Neste trabalho, adotou-se a premissa da consideração da tendência hidrológica que é formatada por um modelo auto-regressivo de vazões, o qual observa as ocorrências dos últimos meses e as correlaciona com os dados do histórico de vazões. Essa correlação tem como objetivo desenvolver séries hidrológicas que acompanhem o perfil probabilístico dos cenários históricos de afluência. Considerou-se o modelo auto-regressivo de vazões, de ordem três, ou seja foram considerados, para a formatação dos cenários futuros de afluências, o comportamento previsto dos últimos três meses do ano de 2000. O quadro 5, a seguir, mostra a energia natural afluyente por submercado considerada no programa mensal de operação de janeiro de 2001.



Quadro 5 – Energia Natural Afluenta (ENA):

<b>Região</b>	<b>ENA (%)</b>
<b>Sul</b>	<b>86</b>
<b>Sudeste</b>	<b>105</b>
<b>Norte</b>	<b>136</b>
<b>Nordeste</b>	<b>87</b>

Fonte: ONS, PMO, janeiro de 2001.

Para mostrar a grande volatilidade dos custos marginais de curto prazo, apresentam-se as figuras 10 e 11, que ilustram o comportamento do CMO's, comparando-os com o comportamento da energia armazenada equivalente e o da energia afluenta, calculadas para vazões afluentes do período histórico de 1931 – 1996, considerando-se o cenário energético brasileiro das Regiões Sul e Sudeste para o ano de 2001.

É importante ressaltar que o armazenamento equivalente da Região Sul é, aproximadamente, o dobro de sua carga, o que equivale dizer que o comportamento dos custos marginais de curto prazo segue uma alta volatilidade, resultado da política de geração térmica e desestoque do armazenamento da região. Já a Região Sudeste com uma capacidade de armazenamento aproximadamente seis vezes à sua carga, permite a essa região manter uma política de gestão nos seus reservatórios, diminuindo a volatilidade dos CMO's.



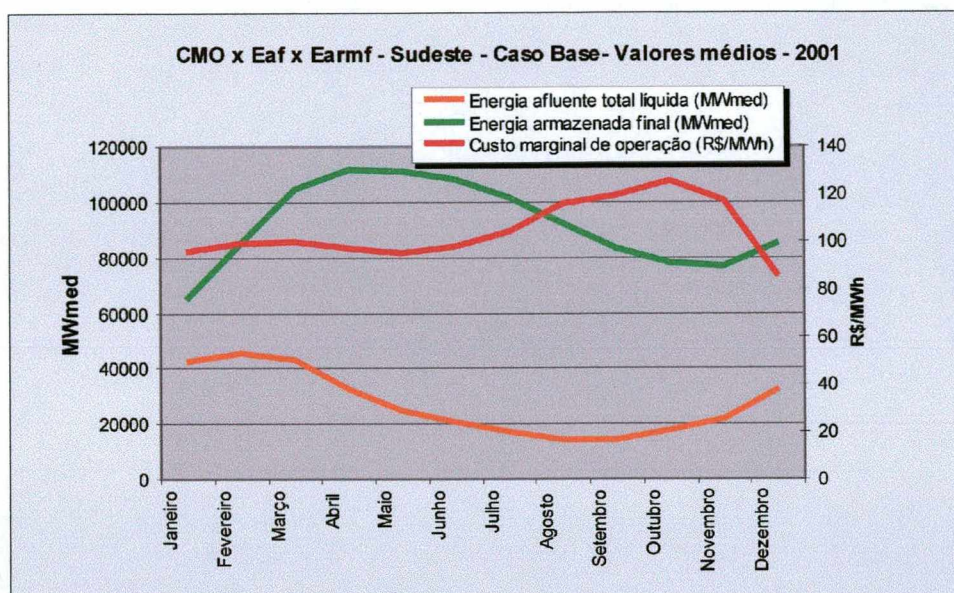


Figura 10 CMO Sudeste X Energia Armazenada e Energia Afluyente.

Os CMO's variam em função do estado de armazenamento dos reservatórios, da tendência hidrológica e da tomada de decisão quanto ao despacho de geração térmica.

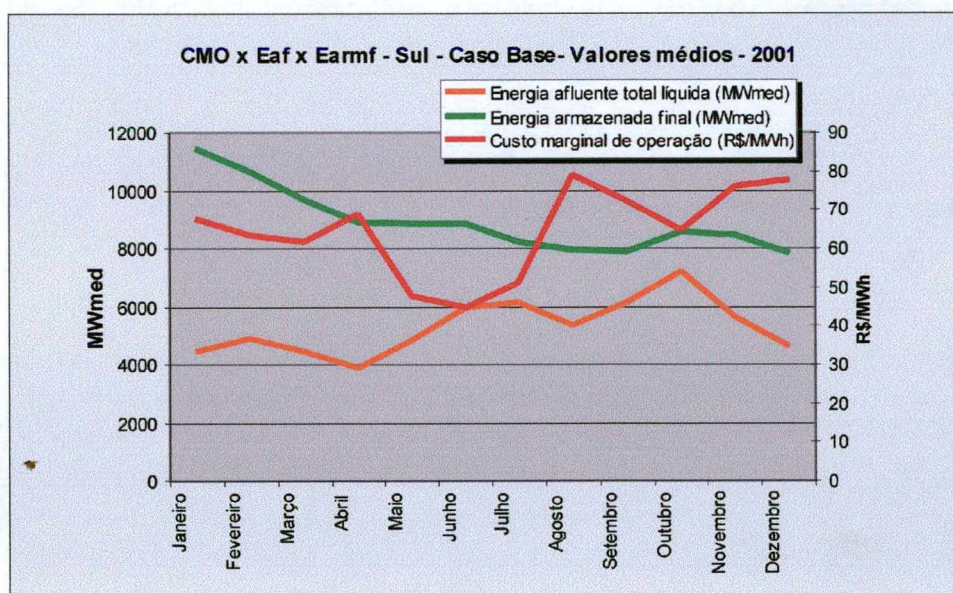


Figura 11- CMO Sul X Energia Armazenada e Energia Afluyente.



Considerando-se as figuras 10 e 11, pode-se observar que o CMO do submercado Sul apresenta maior volatilidade em relação ao CMO do submercado Sudeste, justamente em função das suas características hidrológicas (reservatórios relativamente menores e maior incerteza das afluições).<sup>26</sup>

Devido à reduzida base térmica do sistema interligado brasileiro, o CMO é diretamente dependente das probabilidades de déficit e dos custos unitários de déficit, assim como dos níveis de armazenamento e das afluições previstas. Na realidade, a previsão de despacho de usinas termelétricas é realizada observando-se para cada série hidrológica a expectativa de CMO e contabilizando-se os cenários em que o CMO é superior ao Custo de Operação da usina ou do recurso energético.

Quanto à relação da operação energética em relação ao nível inicial dos reservatórios, é importante salientar que para os dois casos de atendimento ao mercado estudados, considerou-se, como dado de partida para cada submercado o nível de armazenamento utilizado pelo NEWAVE.

Vale destacar também que, por definição, o CMO para um dado submercado, dado um determinado mês, patamar de carga e sequência hidrológica é a derivada do custo de operação em relação à carga desse patamar nesse submercado.

Como consequência, é necessário conhecer o que aconteceria, caso houvesse um aumento da carga (uma unidade), pois se sabe que esse aumento de carga pode ser atendido das seguintes formas:

- redução de vertimentos (no próprio submercado);

---

<sup>26</sup> Sistemas com base hidrelétrica são operados observando-se as expectativas futuras de expansão do mercado, da oferta e da previsão das afluições futuras.

- aumento da geração térmica (no próprio submercado ou em outro);
- déficit, no qual o CMO assume o valor do déficit e
- desestoque, no qual o CMO é a consequência desse desestoque.

Para que as simulações reflitam o estado inicial dos armazenamentos, utilizou-se neste estudo, os níveis iniciais de armazenamento para cada submercado conforme apresentados no quadro 6:

Quadro 6 – Níveis Iniciais de armazenamento

<b>ENERGIA ARMAZENADA (%VU)</b>	
<b>Sudeste</b>	<b>32,4</b>
<b>Sul</b>	<b>90,7</b>
<b>Nordeste</b>	<b>42,3</b>
<b>Norte</b>	<b>73,8</b>

Fonte ONS: PMO de janeiro de 2001

Com base nos valores de energia armazenada, pode-se observar que, já em janeiro de 2001, os níveis iniciais apresentados já sinalizavam para o submercado Sudeste - em função das vazões estarem abaixo das médias verificadas ao longo dos anos para esse subsistema – que seus níveis de armazenamento não chegariam ao final do período chuvoso (abril de 2001), em um nível confortável, sinalizando, dessa forma, uma possibilidade muito forte de racionar energia, caso não recuperado o nível de armazenamento. Vale ressaltar que houve, no início de 2001, uma certa expectativa de que o período chuvoso estivesse um pouco deslocado para o verão de 2001, podendo ainda esse período chuvoso ocorrer de dezembro a maio. No entanto, isso não ocorreu, provocando, dessa forma, o indesejável racionamento.

#### 4.4.2 Representação da Usina de Itaipu

A Usina de Itaipu apresenta características de empreendimento binacional, sendo que é considerada de forma especial nos estudos de planejamento da operação energética, estando sua representação condicionada às cláusulas do Tratado entre Brasil e Paraguai.



As disponibilidades de Itaipu dependem do cronograma de manutenção de suas unidades, bem como do sistema de transmissão. A potência líquida disponível para o sistema brasileiro é obtida para cada mês, descontando-se da potência instalada da Usina de Itaipu a manutenção programada, o consumo próprio da usina, o fornecimento contratual ao Paraguai em 50 Hz e a reserva de potência operativa.

Adicionalmente, importa evidenciar que os montantes de potência disponíveis ao sistema brasileiro e a energia associada a essa demanda são repassados na sua totalidade às distribuidoras dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste.

#### 4.4.3 Limites de Intercâmbio

Os limites de intercâmbio de energia entre os submercados correspondem aos carregamentos máximos em regime permanente das interligações elétricas interregionais, respeitados os níveis de confiabilidade adotados pelo ONS.

Os limites de intercâmbio entre os submercados são diferenciados de acordo com as condições de carga utilizadas na representação do mercado. Nas simulações realizadas, foram adotados os mesmos parâmetros de capacidade de intercâmbio considerados pelo ONS na programação mensal da operação (PMO) de janeiro de 2001, assim como as expansões previstas para os horizontes de estudo.

No quadro 7, estão representados os limites de intercâmbio considerados para o período de 2001 a 2005. Adicionalmente cabe salientar que os valores médios considerados para o mês de janeiro de 2001, adotados neste estudo, foram os mesmos utilizados como dados de entrada do modelo NEWAVE.



Quadro 7 – Limites de Intercâmbio

Mês	SUDESTE → SUL					SUL → SUDESTE				
	2001	2002	2003	2004	2005	2001	2002	2003	2004	2005
Jan	3323	3200	4500	4500	4500	38	1515	3000	3000	3000
Fev	3323	3200	4500	4500	4500	38	1515	3000	3000	3000
Mar	3323	3200	4500	4500	4500	38	1515	3000	3000	3000
Abr	3323	3200	4500	4500	4500	38	1515	3000	3000	3000
Mai	3323	3200	4500	4500	4500	38	1515	3000	3000	3000
Jun	3323	3200	4500	4500	4500	642	1515	3000	3000	3000
Jul	3323	3200	4500	4500	4500	737	1515	3000	3000	3000
Ago	3323	3200	4500	4500	4500	737	1515	3000	3000	3000
Set	3323	3200	4500	4500	4500	737	1515	3000	3000	3000
Out	3323	3200	4500	4500	4500	737	1515	3000	3000	3000
Nov	3323	3200	4500	4500	4500	737	1515	3000	3000	3000
Dez	3323	3200	4500	4500	4500	737	1515	3000	3000	3000

Fonte: ONS, PMO janeiro de 2001

Na prática, a disponibilidade de capacidade de intercâmbio entre os subsistemas Sul e Sudeste depende basicamente do despacho de Itaipu, sendo que a exportação dos recursos energéticos da Região Sul fica comprometida de acordo com a disponibilidade dessa usina.

Convém destacar que o intercâmbio do subsistema Sudeste para o subsistema Sul contempla as limitações dos transformadores de Ivaiporã, das linhas de transmissão de 500 kV e dos circuitos de 230 kV no norte do Paraná. Assim, o limite de intercâmbio Sul-Sudeste é o valor entre a capacidade de transmissão do Sul para o Sudeste, em Ivaiporã, e o limite de recebimento do Sudeste, que é o máximo recebimento em Tijuco Preto.

Os quadros 8 e 9 resumem, respectivamente, os intercâmbios no sentido Sul - Sudeste e no sentido Sudeste – Sul, em janeiro de 2001 (valores em MW médios).



Quadro 8 – Determinação do Intercâmbio Sul/Sudeste em janeiro de 2001 (Valores em MW médios)

	Patamar 1	Patamar 2	Patamar 3
Geração típica de Itaipu 60Hz	5.600	5.320	4.000
Capacidade de recebimento do Sudeste	4.700	4.750	4.100
Folga no 750 kV	0	0	100
Capacidade de fornecimento do Sul	1.400	1.600	1.750
Limite de Intercâmbio Sul → Sudeste	0	0	100
Valor Médio	38		

Fonte: ONS, PMO Janeiro de 2001

Quadro 9 – Determinação do Intercâmbio Sudeste/Sul em janeiro de 2001 (Valores em MW med )

	Patamar 1	Patamar 2	Patamar 3
Limite de Intercâmbio Sudeste → Sul	3.500	3.450	3.100
Valor Médio	3.323		

Fonte: ONS, PMO Janeiro de 2001

Os principais elementos físicos da interligação Sul-Sudeste e sua relação com a geração da usina de Itaipu, considerada interna ao subsistema Sudeste, são representados na figura 12:

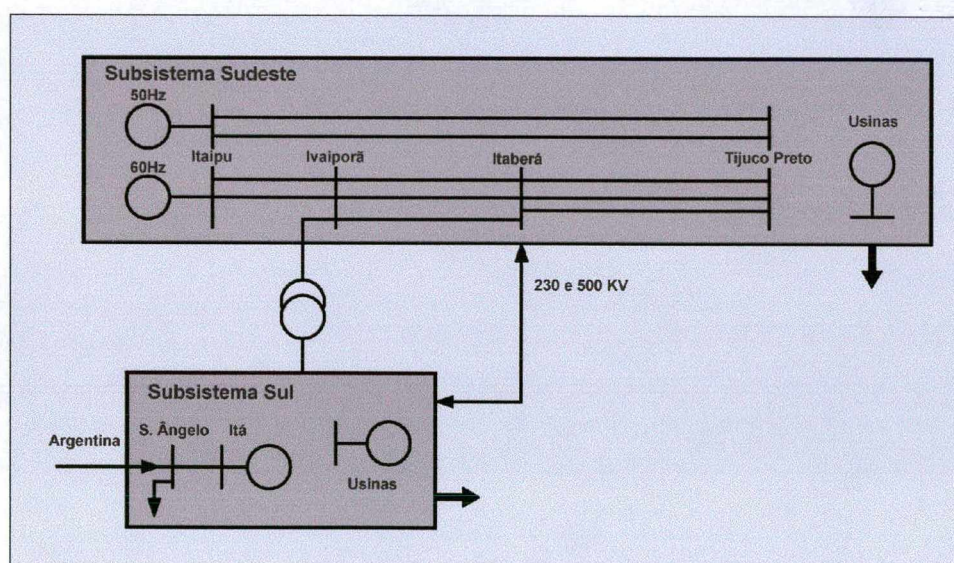


Figura 12 – Visão Física do Intercâmbio Sul-Sudeste

Fonte: ONS, PMO Janeiro de 2001



#### 4.4.4 Taxa de Desconto e Custo do Déficit

Neste estudo, no qual analisa-se o comportamento do CMO para os dois casos em questão, utilizou-se como premissas tanto as informações dos registros históricos de vazões como também os registros das séries sintéticas de energias afluentes geradas a partir de inferências estatísticas sobre os dados históricos preservando correlações espaciais e temporais.

Dois parâmetros importantes para a avaliação das condições de atendimento com reflexos diretos aos riscos de déficits nos CMO's e na política de geração térmica são a taxa de desconto e o custo do déficit, sendo que, neste trabalho foram adotados respectivamente, os valores de 10% ao ano e R\$684,00 / MWh, parâmetros estes fixados pela ANEEL.

Conforme descrito, o custo do déficit é uma variável de referência para as formulações das decisões operativas bem como da formação do preço MAE.

No Brasil, onde a base de geração de energia elétrica é predominantemente oriunda de hidrelétricas, a persistência de índices pluviométricos baixos pode originar uma situação extrema de déficit de energia, na qual utilizam-se os volumes úteis armazenados nos reservatórios. O risco de déficit pode tornar-se ainda mais elevado quando se agregam a esse risco fatores como investimentos reduzidos na expansão da capacidade do sistema, atrasos no cronograma de obras e/ou previsão equivocada do crescimento da demanda.

A importância de estimar corretamente o custo do déficit tem relação direta com a definição do ponto de equilíbrio entre o custo de produção, com retorno atrativo aos investidores, e a confiabilidade do serviço de energia.

No novo modelo que está sendo implantado no setor elétrico brasileiro, o custo do déficit assume papel fundamental, pois exerce reflexos diretos no cálculo do Preço MAE, ou seja, no preço de energia comercializada no mercado de curto prazo. Conforme as Regras do MAE, a energia não contratada previamente será comercializada ao Preço MAE, preço esse que é formado com base no CMO. Deve considerar-se ainda que o CMO corresponde ao acréscimo

do custo de operação para atender uma unidade adicional de consumo de energia sem considerar alteração no cronograma de obras. Dessa forma, o acréscimo de energia é produzido somente com maior utilização dos recursos energéticos (hídricos e térmicos), existentes no sistema.

A importância de uma definição e determinação do custo do déficit o mais correta e realista possível, está exatamente em definir o ponto de equilíbrio entre o custo da produção com retorno atrativo aos investidores, diminuição das tarifas aos consumidores finais e confiabilidade dos serviços de energia.

Sob a ótica do planejamento da operação, o cálculo do custo do déficit, considerando fatores macroeconômicos, permitirá mais segurança quanto à utilização de geração hídrica ou térmica, visando à otimização energética e refletindo a perda na economia como um todo devido a restrição na oferta de energia. Com isso, o CMO's refletirão custos reais e formarão preços coerentes no mercado de curto prazo.

A ANEEL avalia a revisão do valor atualmente adotado, de forma que esse custo seja mais representativo. Para tal, a definição do custo do déficit deve refletir o impacto da escassez de oferta de energia elétrica para a sociedade e para a economia do país, proporcionar o atendimento do crescimento da demanda por energia elétrica, sinalizar corretamente a expansão da oferta, estabelecer critério econômico para as decisões operativas de geração e ainda permitir o cálculo coerente e confiável do preço da energia no mercado de curto prazo.



#### 4.4.5 Cenário do Consumo de Energia Elétrica

##### Carga do Sistema

O requisito de energia foi discretizado por submercado e por patamares de carga da seguinte forma: pesada, média e leve, correspondentes, respectivamente, aos patamares 1, 2 e 3. O quadro 10 mostra os níveis de carga sazonalizados ao longo dos anos.

Quadro 10 – Níveis de Carga Sazonalizados

Submercado	Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Ma	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SUDESTE	2001	26423	27027	26843	26688	26469	26578	27005	27613	27709	27517	27305	26802
	2002	26913	27987	27794	27635	27409	27521	27963	28590	28693	28492	28273	27756
	2003	27812	28921	28719	28558	28323	28437	28894	29540	29650	29441	29214	28686
	2004	28847	28994	29785	29620	29376	29493	29968	30635	30752	30534	30299	29756
	2005	29852	31043	30820	30652	30399	30519	31010	31698	31824	31596	31353	30797
SUL	2001	7028	7466	7333	7218	7098	7099	7161	7126	7160	7138	7286	7402
	2002	7591	7860	7721	7600	7473	7474	7540	7502	7538	7516	7671	7794
	2003	7999	8283	8136	8008	7875	7876	7945	7906	7944	7920	8084	8213
	2004	8400	8399	8544	8410	8270	8271	8344	8302	8342	8317	8489	8625
	2005	8812	9126	8964	8823	8676	8677	8753	8710	8751	8725	8906	9048
NORDESTE	2001	6057	6196	6085	6093	6018	6012	5979	6098	6290	6385	6527	6337
	2002	6487	6585	6467	6476	6396	6390	6354	6481	6685	6785	6937	6734
	2003	6857	6960	6835	6844	6761	6754	6716	6850	7066	7172	7332	7117
	2004	7217	7073	7194	7204	7115	7108	7068	7209	7437	7548	7717	7491
	2005	7587	7701	7563	7574	7481	7473	7431	7580	7819	7936	8113	7875
NORTE	2001	2558	2633	2619	2618	2652	2668	2673	2730	2766	2777	2816	2810
	2002	2701	2739	2724	2723	2758	2775	2780	2839	2877	2889	2929	2923
	2003	2759	2799	2784	2783	2818	2836	2840	2901	2939	2952	2992	2986
	2004	2823	2764	2848	2846	2883	2901	2905	2968	3007	3019	3061	3055
	2005	2905	2946	2930	2929	2967	2985	2990	3054	3094	3107	3150	3143

Fonte: ONS, PMO Janeiro de 2001

Para a programação energética do mês de janeiro de 20001, a carga apresenta a seguinte distribuição quanto à duração:

- Patamar 1: em média com 10,48% do tempo;
- Patamar 2: em média com 52,29% do tempo e
- Patamar 3: em média com 37,23% do tempo.



#### 4.4.6 Subsistemas

Os submercados brasileiros, como mencionado, apresentam características diversas sendo alguns possuidores de uma capacidade de armazenamento mais significativa e outros, com capacidade menor. O tamanho da carga e o potencial instalado em cada submercado tornam necessário que esses submercados estejam interligados. Tais características sugerem as interligações dos submercados com benefícios evidentes, como a economia de combustíveis, associada ao despacho de térmicas, ganhos de confiabilidade e o melhor aproveitamento possível da diversidade hidrológica.

Apesar deste trabalho restringir-se aos submercados Sul e Sudeste, os dados de entrada do modelo NEWAVE consideram todos os subsistemas ou submercados existentes, correspondentes às Regiões geoeletricas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste. Para efeito de representação no modelo NEWAVE, considera-se ainda um subsistema fictício representado pela interligação feita através da subestação de Imperatriz, subsistema esse, desprovido de geração e carga. Esse nó fictício, denominado de SIST FICT que está conectado com os subsistemas vizinhos (Norte, Nordeste, Sudeste), permite a consideração, no modelo, de limites de transmissão nos três segmentos, isto é, permite que o modelo NEWAVE considere todas as restrições existentes entre os submercados Norte e Sudeste, Norte e Nordeste e Sudeste e Nordeste. A figura 13 ilustra a conexão dos subsistemas, considerando as importações da Argentina e do Paraguai.

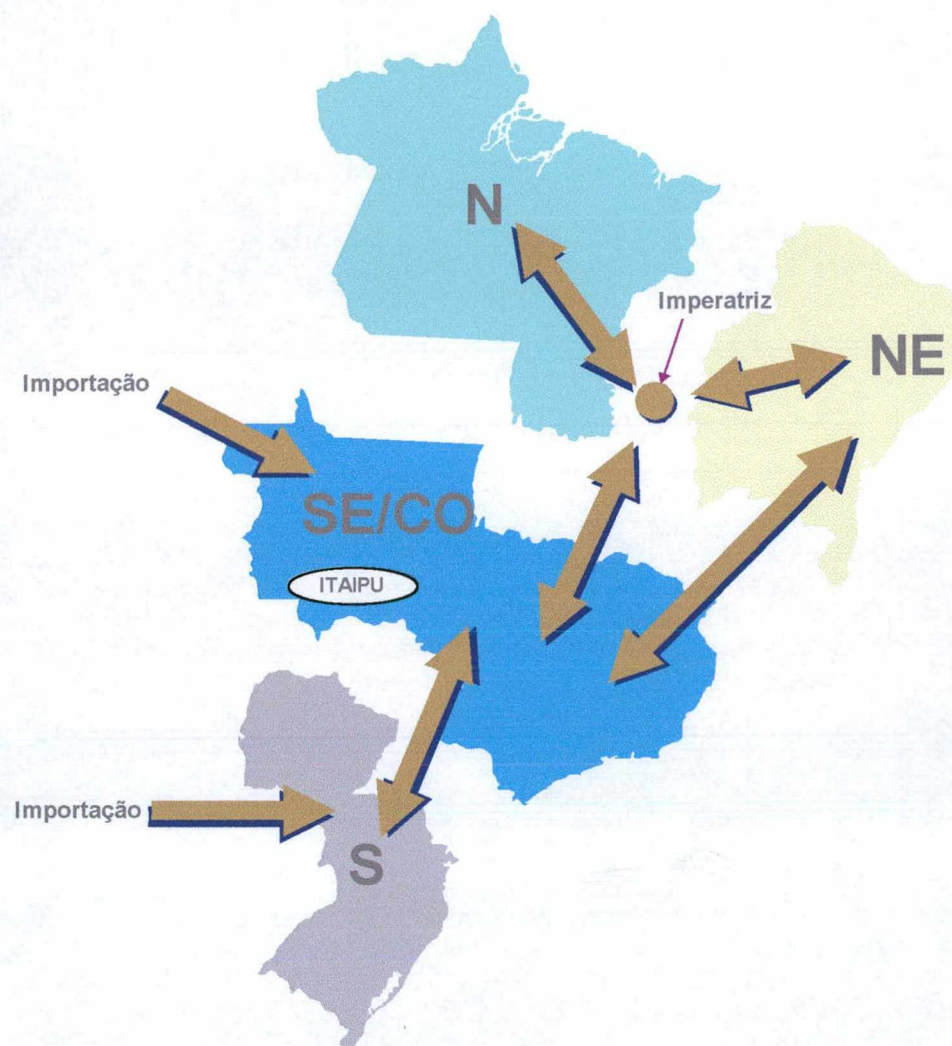


Figura 13 – Subsistemas Considerados

Fonte: Planejamento Anual da Operação Energética Ano 2000, ONS



## 4.5 CENÁRIO DE AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO DOS PREÇOS

### 4.5.1 Análises dos CMO's

#### CASO BASE E CASO COM EXPANSÃO

Inicialmente, verificou-se o comportamento dos preços em cada submercado frente aos seus custos marginais de operação do cenário avaliado para todo o período de planejamento (cinco anos).

Pôde-se observar que, no submercado Sudeste, o CMO médio por patamar é igual nos três patamares, enquanto no submercado Sul existe uma diferenciação entre os valores médios dos patamares, característica essa de um submercado exportador o qual, devido às limitações de intercâmbio, apresenta custos marginais diferenciados por patamar.

Calculou-se as médias anuais para as sessenta e cinco séries históricas para o período de 2001 a 2005, com os limites de intercâmbios reais, obtendo-se as médias apresentadas nos quadros 11 e 12. Esses quadros mostram, respectivamente, um levantamento estatístico dos CMO's para o submercado Sul e Sudeste, ano a ano e por patamar de carga, no qual apresenta-se os valores máximos de custos verificados, valores médios e seus respectivos desvios padrões. Observa-se que, analisando-se os valores médios de CMO's nos três patamares de carga, verifica-se para o ano de 2001, de forma mais sensível, a ocorrência de um aumento do CMO, quando se comparam os valores desse custo para o caso base com os valores obtidos para o caso com expansão. Isso se explica pelo fato de que, nessa ocasião, o submercado Sul, com o suposto aumento de intercâmbio, não dispunha de geração suficientemente barata tendo que atender o submercado Sudeste com uma geração mais cara, ou seja, geração térmica. Além disso, o aumento da capacidade de intercâmbio entre esses dois submercados não representa queda nos preços da energia em ambas as regiões, e sim a diminuição da diferença desses preços. Dessa forma, ocorre uma aproximação desses preços, sendo que o preço no Sul se eleva quando não dispuser de recursos hídricos suficientes, na proporção que o Sudeste solicita energia. De qualquer forma, quando passa a existir uma maior capacidade de



intercâmbio no sentido do Sul para o Sudeste, verifica-se, na maioria dos anos, uma diminuição dos CMO's para o submercado Sul. Porém, a diminuição dos CMO's do Sul não ocorrerá na mesma proporção da diminuição dos preços no submercado Sudeste que, ao importar energia do Sul, apresentará uma diminuição em seus preços numa proporção maior, ocasionando uma maior diferença entre os preços.

Quadro 11 – Dados Estatísticos de CMO's- Submercado Sul (R\$/MWh).

Simulação	Anos	Carga Leve				Carga Média				Carga Pesada			
		Mínimo	Máximo	Média	Desvio Padrão	Mínimo	Máximo	Média	Desvio Padrão	Mínimo	Máximo	Média	Desvio Padrão
Caso base	2001	0	685	60	91	0	1.536	67	119	0	1.536	69	118
	2002	0	770	50	127	0	1.434	69	188	0	1.434	70	191
	2003	0	637	13	49	0	771	34	115	0	637	15	49
	2004	0	198	6	12	0	198	8	13	0	198	8	13
	2005	0	103	7	12	0	103	8	12	0	103	8	12
Caso Expansão	2001	0	731	72	109	0	1.524	79	131	0	1.524	84	139
	2002	0	763	54	134	0	1.427	59	147	0	1.427	68	168
	2003	0	595	14	46	0	595	15	46	0	595	16	51
	2004	0	179	7	14	0	179	8	15	0	179	8	15
	2005	0	230	7	17	0	230	9	18	0	230	9	18

Cabe lembrar que, com o aumento da capacidade na interligação, o Sul, que possui uma capacidade de armazenamento de 8% em relação ao total Sul/Sudeste, fica com uma volatilidade ainda maior em seus CMO's.

Quadro 12 – Dados Estatísticos de CMO's- Submercado Sudeste (R\$/MWh).

Simulação	Anos	Carga Leve				Carga Média				Carga Pesada			
		Mínimo	Máximo	Média	Desvio Padrão	Mínimo	Máximo	Média	Desvio Padrão	Mínimo	Máximo	Média	Desvio Padrão
Caso base	2001	0	784	105	160	0	784	105	160	0	784	105	160
	2002	0	1.026	82	192	0	1.026	82	192	0	1.026	82	192
	2003	0	771	34	115	0	771	34	115	0	771	34	115
	2004	0	738	23	93	0	738	23	93	0	738	23	93
	2005	0	749	17	74	0	749	17	74	0	749	17	74
Caso Expansão	2001	0	749	97	151	0	749	97	151	0	749	97	151
	2002	0	1.003	78	185	0	1.003	78	185	0	1.003	78	185
	2003	0	781	28	97	0	781	28	97	0	781	28	97
	2004	0	719	17	75	0	719	17	75	0	719	17	75
	2005	0	728	15	68	0	728	15	68	0	728	15	68

O quadro 12, por sua vez, mostra as características para os CMO's do submercado Sudeste. Observa-se claramente que, com a expansão da capacidade de intercâmbio, os CMO's diminuem em todos os anos e patamares de carga. Esse comportamento justifica-se, justamente, pelo fato do submercado Sudeste não precisar suprir toda a sua demanda com



recursos de geração mais onerosos, existentes no Sudeste, podendo contar com um maior recebimento do submercado Sul o qual possui energia mais barata.

#### 4.5.2 Avaliação das Diferenças entre os Preços

##### CASO BASE E CASO COM EXPANSÃO

Devido à elevada importância metodológica dos CMO's de cada submercado, esses merecem análise especial, pois a partir das diferenças entre esses custos identifica-se possibilidades e viabilidades para a realização de acréscimos nos limites de intercâmbio.

Após a observação dos CMO's correspondentes aos dois submercados estudados, verificou-se ainda que, em função das restrições reais, o comportamento das diferenças dos CMO's, entre os submercados Sul e Sudeste deu-se conforme os quadros 13, 14 e 15, respectivamente, para os patamares de carga pesada, média e leve.

Examinando-se os resultados dos quadros apresentados, observam-se os efeitos da expansão. Para o caso base, verificando-se que as diferenças entre os CMO's Sul e Sudeste são maiores do que, quando comparada com a diferença de preços apresentada no caso com expansão, verificando-se uma maior aproximação entre os CMO's do Sul e do Sudeste. O estudo mostra que tal comportamento é atenuado com a ampliação da capacidade de transmissão da interligação Sul/Sudeste. Quando reduzida, parcialmente, as restrições, há uma maior oferta do submercado Sul para o submercado Sudeste.

Considerando-se que se procura analisar o impacto na comercialização das energias de curto prazo com a diminuição das restrições, pode destacar-se que a diminuição dos CMO's, em cada submercado, reflete uma maior otimização do sistema, seja por redução de geração térmica de custos mais elevados, seja por diminuição das probabilidades do sistema incorrer em custo do déficit.



Embora não sejam apresentados os valores de probabilidade de déficit, para os dois casos estudados, pois o objetivo deste trabalho é concentrar-se nas análises dos CMO's, observou-se uma redução no valor esperado do déficit de energia após o aumento da capacidade de intercâmbio entre os submercados Sul e Sudeste. Nesse sentido, é importante salientar que em uma avaliação econômico-energética, para o aumento real de capacidade, como a que foi considerada neste estudo, leva-se em conta o benefício da redução do custo total de operação, ou seja, custo do déficit, mais custo de operação das térmicas, além de outros impactos comerciais.

### CASO BASE

Quadro 13 – Diferença CMO entre submercados Sudeste e Sul – Patamar de Carga Pesada

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
<b>2001</b>	28,39	36,21	38,54	16,13	42,09	47,29	47,98	23,22	39,66	60,78	41,10	4,04
<b>2002</b>	-8,07	-11,91	8,30	-104,0	-24,72	43,86	48,05	31,50	60,09	58,94	37,47	9,73
<b>2003</b>	6,52	5,94	8,08	18,35	25,79	19,17	22,49	22,45	27,24	31,26	30,41	10,66
<b>2004</b>	2,25	14,63	13,92	23,32	15,87	19,40	11,19	19,52	19,76	13,40	21,83	2,80
<b>2005</b>	4,48	8,17	9,06	12,72	11,53	10,16	9,89	11,16	11,55	11,39	11,21	1,72

Quadro 14 – Diferença CMO entre submercados Sudeste e Sul – Patamar de Carga Média

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
<b>2001</b>	28,39	36,21	38,54	19,09	46,91	53,10	53,35	27,50	43,47	61,04	41,20	4,08
<b>2002</b>	-8,07	-11,87	8,42	-91,98	-24,52	44,07	48,31	31,67	60,92	59,94	37,47	10,19
<b>2003</b>	6,52	5,94	8,08	18,38	25,92	19,29	22,64	22,52	27,34	31,38	30,48	10,78
<b>2004</b>	2,28	14,63	13,98	23,41	16,02	19,53	11,32	19,59	19,91	13,52	21,89	2,95
<b>2005</b>	4,51	8,17	9,06	12,75	11,63	10,22	9,99	11,19	11,64	11,50	11,21	1,72

Quadro 15 – Diferença CMO entre submercados Sudeste e Sul – Patamar de Carga Leve

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
<b>2001</b>	28,39	36,21	38,55	42,32	48,77	55,30	53,75	55,25	54,41	61,09	41,21	14,15
<b>2002</b>	3,02	5,46	9,08	17,81	39,16	47,26	51,23	45,04	61,13	60,03	38,17	10,19
<b>2003</b>	7,44	6,25	8,93	20,00	29,20	21,82	25,18	24,67	29,23	33,29	31,39	11,56
<b>2004</b>	3,02	15,30	14,38	24,67	17,82	22,08	13,51	21,25	22,22	15,90	23,28	4,54
<b>2005</b>	5,14	8,44	9,37	13,61	13,34	12,91	12,18	12,52	13,45	12,97	12,27	1,93



## CASO COM EXPANSÃO

Como adotado para o caso base, aqui, após obter-se o comportamento dos preços de energia frente ao incremento no intercâmbio, conforme demonstrado anteriormente, apresenta-se as diferenças entre os preços dos submercados Sul e Sudeste. Ou seja, após a apreciação do comportamento dos preços em cada submercado frente aos seus custos marginais de operação do cenário avaliado, para todo o período de planejamento, calculou-se as médias anuais para as 65 séries históricas para o período de 2001 a 2005, com os limites de intercâmbios hipotéticos, obtendo-se as médias anuais já mostradas no quadro 11 e 12 para os submercados Sul e Sudeste, respectivamente. Observou-se ainda que, em função do aumento da capacidade de intercâmbio, o comportamento das diferenças dos custos marginais entre os submercados Sul e Sudeste deu-se, conforme ilustram os quadros 16, 17 e 18, da seguinte forma:

Quadro 16 – Diferença CMO entre submercados Sudeste e Sul – Patamar de Carga Pesada

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2001	19,39	24,28	21,43	1,16	12,32	30,67	-1,95	42,01	19,60	39,52	30,31	7,26
2002	2,50	0,98	-0,01	-20,78	-5,60	14,01	7,38	36,91	46,75	54,31	31,61	9,56
2003	3,40	6,44	10,76	9,93	22,52	19,36	22,07	21,62	27,27	32,16	28,19	11,10
2004	1,72	13,90	13,82	20,96	16,41	19,77	11,37	19,83	20,19	13,19	21,50	3,45
2005	3,16	6,84	6,47	8,78	8,13	10,23	10,63	11,95	12,04	11,60	12,16	3,34

Quadro 17 – Diferença CMO entre submercados Sudeste e Sul – Patamar de Carga Média

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2001	19,39	25,21	22,14	4,45	18,78	40,21	28,13	44,54	24,34	46,83	30,31	7,27
2002	2,84	1,36	8,35	-9,53	22,13	36,35	34,31	39,05	54,39	54,47	31,61	9,58
2003	3,40	6,49	10,93	17,84	23,29	19,47	22,07	21,62	27,27	32,16	28,19	11,10
2004	1,72	13,90	13,82	20,96	16,41	19,77	11,37	19,83	20,19	13,19	21,50	3,45
2005	3,16	6,84	6,47	8,78	8,13	10,23	10,63	11,96	11,98	11,60	12,16	3,34

Quadro 18 – Diferença CMO entre submercados Sudeste e Sul – Patamar de Carga Leve

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2001	19,39	25,61	22,19	28,07	38,27	44,09	42,69	47,14	37,56	47,38	32,15	7,62
2002	3,96	2,76	9,22	14,73	38,90	38,84	36,53	41,56	55,40	56,00	32,65	10,08
2003	3,49	6,65	11,19	18,71	25,52	21,74	24,19	23,67	29,73	33,58	28,70	11,63
2004	2,30	14,47	14,13	21,85	17,84	22,28	13,33	20,99	21,57	14,84	22,26	3,94
2005	3,85	6,94	7,23	10,98	10,27	12,89	12,73	12,70	13,53	12,77	12,63	3,41



As figuras 14, 15, 16, 17 e 18 ilustram, consecutivamente, a diferença dos CMO's entre os submercados Sul e Sudeste para as duas situações mostradas e para o período de planejamento analisado pelo modelo NEWAVE, 2001 a 2005.

É possível observar, pelo formato das curvas, o impacto e o efeito da expansão da transmissão, permitindo transferências de blocos de energia do Sul para o Sudeste. Observa-se ainda que essas transferências seguem o comportamento dos períodos úmidos do Sul e do Sudeste. As figuras mostram, para cada ano simulado, a diferença entre os CMO's do Sul e do Sudeste, permitindo observar-se claramente o efeito do aumento na capacidade de intercâmbio.

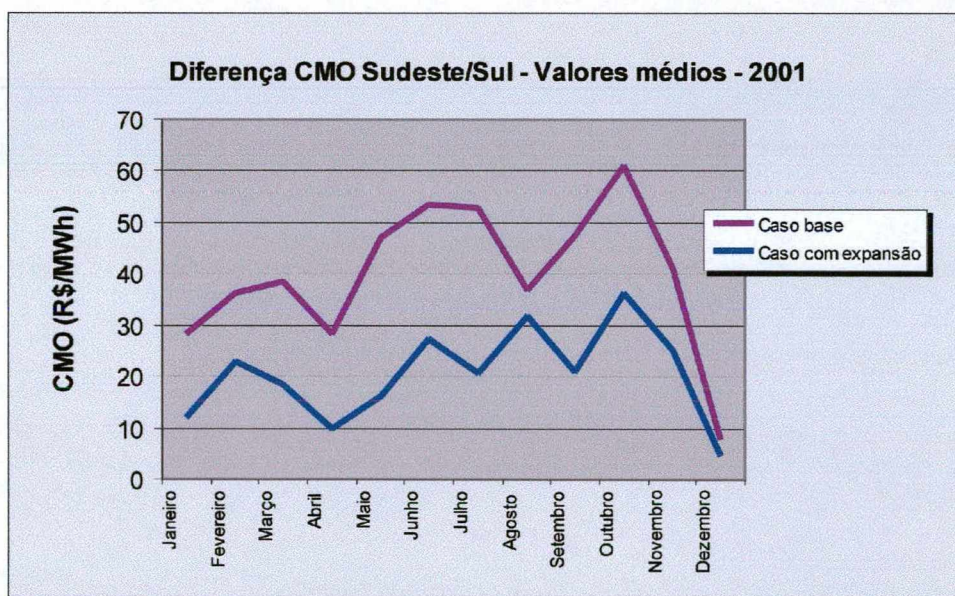


Figura 14 – Diferença CMO Sudeste/Sul - 2001



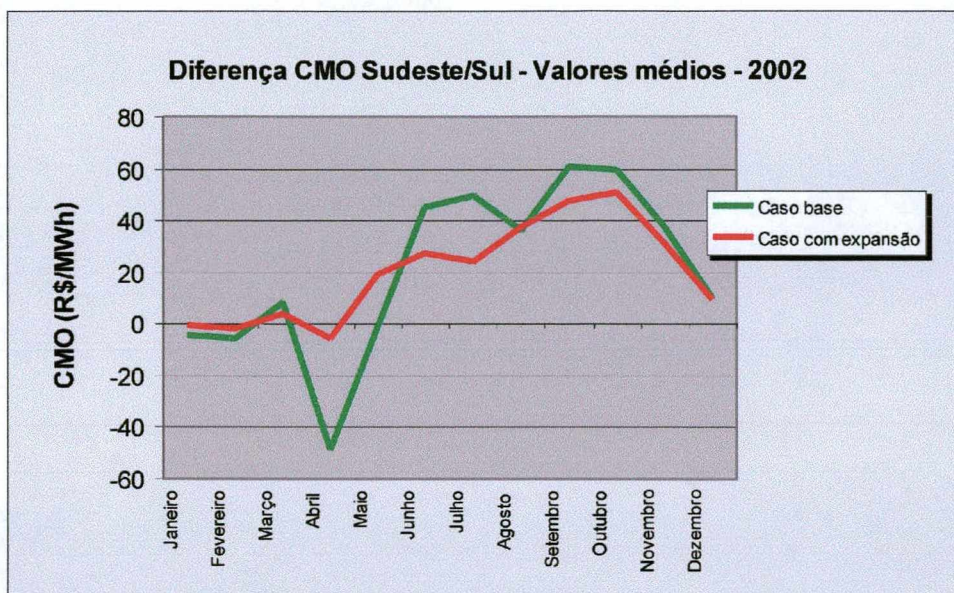


Figura 15 – Diferença CMO Sudeste/Sul - 2002

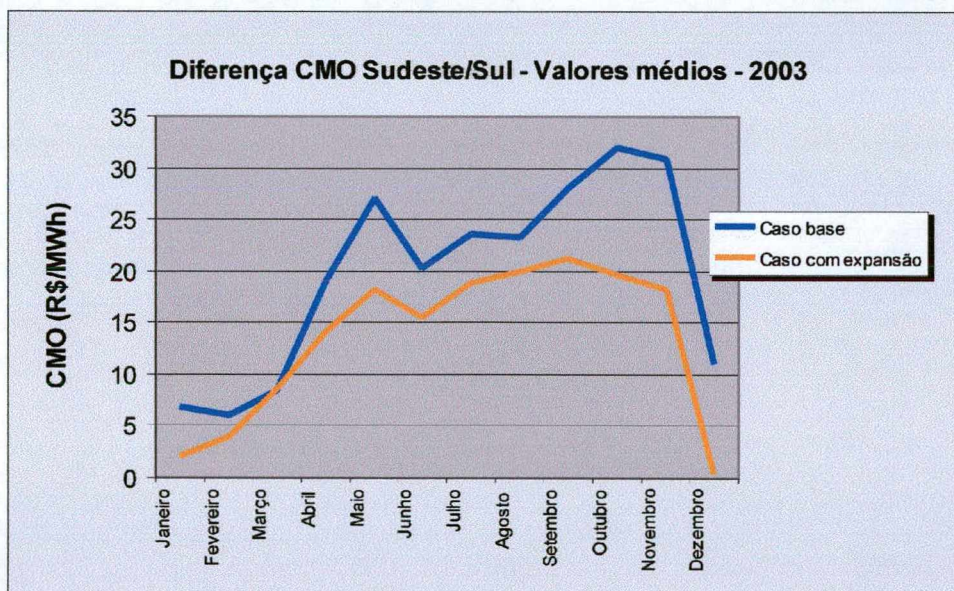


Figura 16 – Diferença CMO Sudeste/Sul - 2003



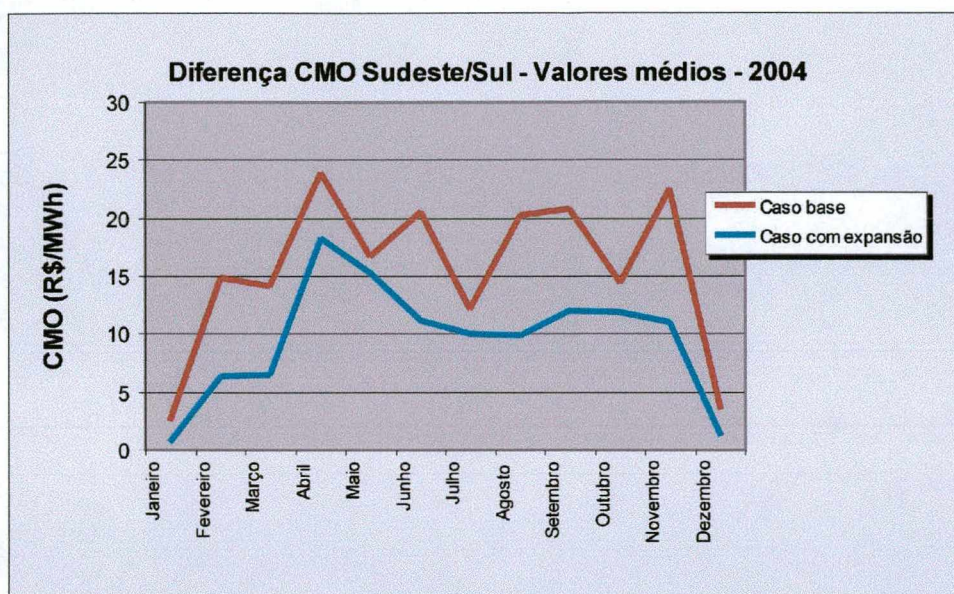


Figura 17 – Diferença CMO Sudeste/Sul - 2004

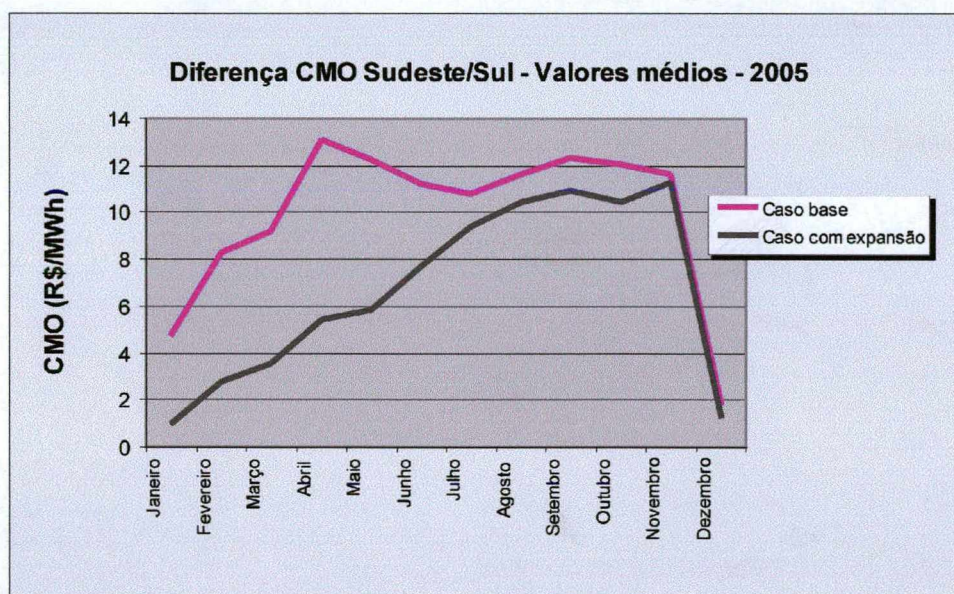


Figura 18 – Diferença CMO Sudeste/Sul - 2005

É importante ressaltar que, quanto menor for a capacidade de intercâmbio e quanto mais houver restrições de transmissão, maior será a diferença dos CMO's e, conseqüentemente, maiores serão as diferenças dos Preços MAE entre os submercados.



A diferença de preços entre o submercado Sudeste e Sul é significativa. A limitação do intercâmbio faz com que o recurso energético com custo de produção mais baixo do submercado Sul não possa ser utilizado no submercado Sudeste, o qual é obrigado a despachar um recurso energético com custo de geração mais elevado pertencente ao seu próprio submercado. Considerando que os CMO's são altamente dependentes das condições hidrológicas do sistema, pode-se avaliar que as diferenças entre os Preços MAE serão mais consideráveis quando o submercado Sul encontrar-se no seu período chuvoso, uma vez que não conseguirá enviar para o Sudeste todo o seu excedente de energia em função das restrições de transmissão ativas. Dessa forma, presencia-se vertimentos no Sul, não havendo, portanto, em função das limitações de transmissão, uma verdadeira otimização dos recursos hídricos.

A expansão da geração prevista para a Região Sul é bastante superior à demanda desse submercado, o que implica sobra de energia a qual poderia ser enviada para a Região Sudeste se a expansão da transmissão permitisse.

A expectativa da expansão da geração até 2005 é bem maior que a expansão de transmissão, prevista para o mesmo período, correndo-se o risco da expansão da transmissão não atender às necessidades do sistema.

Em uma segunda etapa, realizou-se também a verificação do comportamento do preço por patamar de carga, em valores médios anuais, obtendo-se os resultados demonstrados nas figuras 19, 20, 21 e 22, para os anos 2001 a 2005.



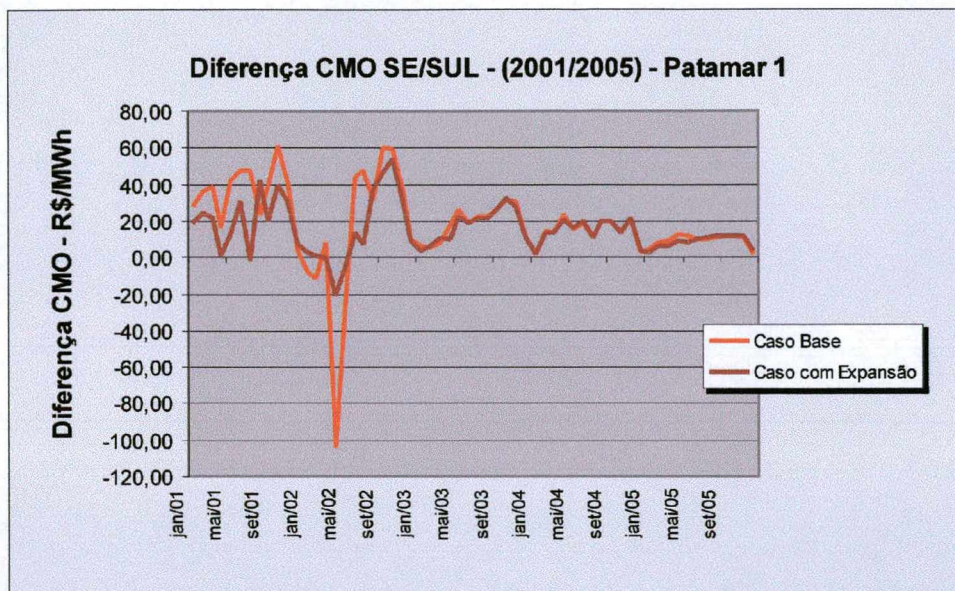


Figura 19 – Diferença CMO Sudeste/Sul Carga Pesada

A Figura 19 ilustra a diferença de preços entre os submercados Sul e Sudeste para o patamar de carga pesada, comparando o limite de intercâmbio real e o limite hipotético. O gráfico mostra uma diminuição da diferença entre os preços para o caso com expansão, pois para esse caso ocorre um maior aproveitamento e otimização dos recursos energéticos.

As Figuras 20 e 21, a exemplo da Figura 19, também apresentam o mesmo comportamento no que se refere à diminuição da diferença de preços entre os submercados analisados, mostrando o comportamento das curvas de diferença de preços para os patamares de carga média e carga leve respectivamente.



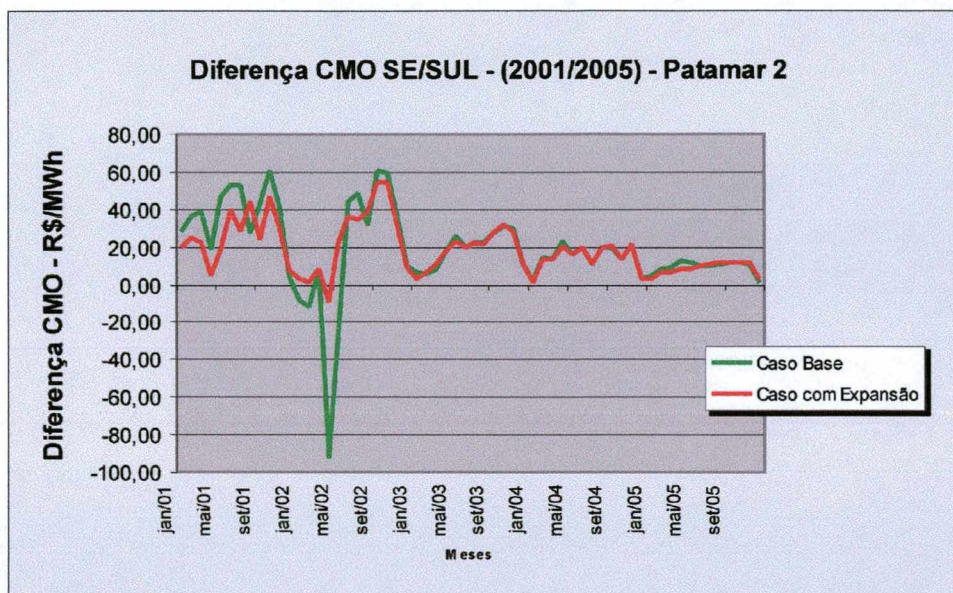


Figura 20 – Diferença CMO Sudeste/Sul Carga Média

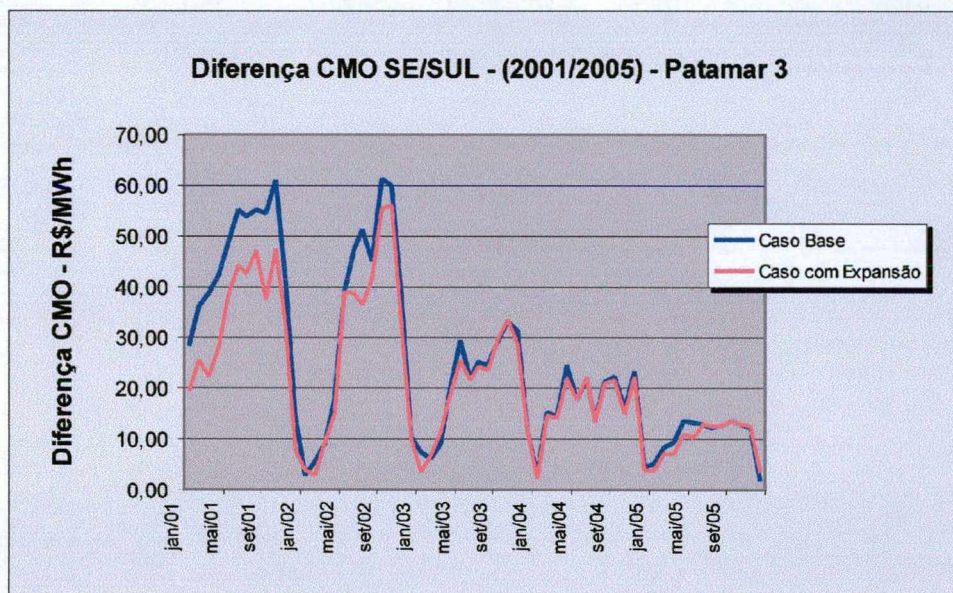


Figura 21 – Diferença CMO Sudeste/Sul Carga Leve

A figura 22 apresenta concomitantemente, o comportamento da curva de diferença de preços entre o Sul e o Sudeste, para o caso base e para todos os patamares de carga, objetivando



mostrar em que patamar de carga ocorre uma maior diferença entre os preços desses dois submercados.

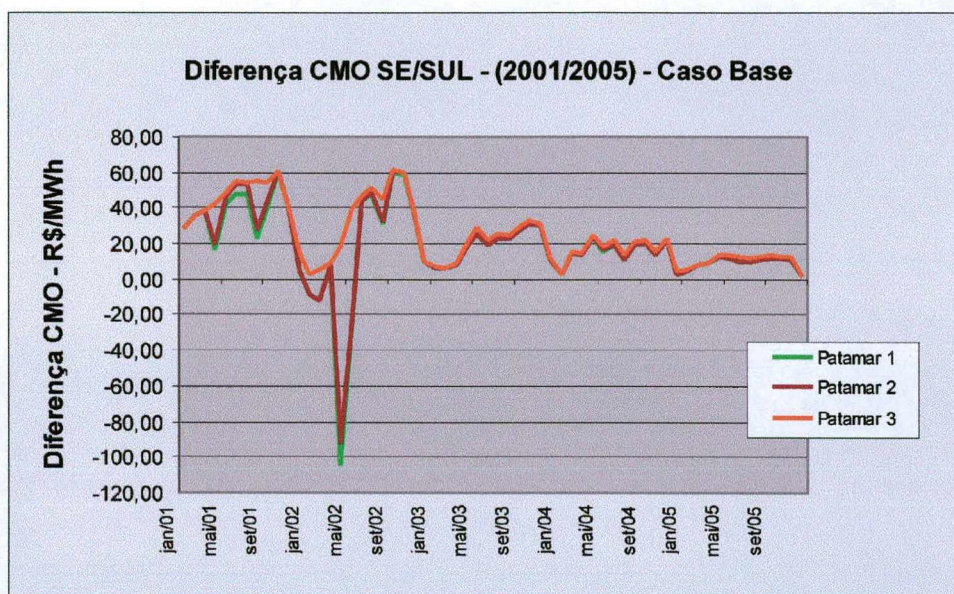


Figura 22 – Diferença CMO Sudeste/Sul - Todos os patamares de Carga (Caso Base)

Após a realização das simulações anteriores, pode-se constatar que, no patamar de carga leve, quando o fluxo é menor, a diferença entre os preços dos submercados Sul e Sudeste é bem maior resultado esse que também pode ser comprovado com base no histórico do Preço MAE. Isso ocorre em função de restrições elétricas, devido à queda na carga da Região Sudeste e necessidade de despacho mínimo das usinas desse submercado para atender padrões de confiabilidade/estabilidade em caso de contingências.

Do ponto de vista energético, no patamar de carga leve, quando o fluxo de energia é menor, o limite de transmissão influi menos sobre o preço, sendo que, se no patamar de carga pesada houvesse restrições elétricas tão consideráveis quanto as que ocorrem no patamar de carga leve, o impacto sobre o CMO e, conseqüentemente, sobre o Preço MAE seria muito maior. Logo, percebe-se que as condições do sistema de transmissão atendem mais satisfatoriamente ao mercado no patamar de carga pesada. Os limites de intercâmbio são melhor explorados no patamar de carga pesada, quando a carga é maior e conseqüentemente o número de unidades

despachadas é maior, permitindo o recebimento de um bloco maior de energia dentro de níveis de confiabilidade adequados.

No patamar de carga leve, no submercado Sudeste, o despacho mínimo de unidades geradoras por questões de segurança, já atende a carga neste patamar, não possibilitando o recebimento de excedentes de energia de outros submercados. Como consequência, seja por restrições elétricas, atendendo condições de segurança, ou mesmo porque a sobra de energia do submercado Sul ultrapassa o limite de intercâmbio, o Sudeste ficará obrigado a atender sua demanda com recursos mais onerosos, o que provocará a diferença de preços entre os submercados.

## 5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O objetivo deste trabalho foi mostrar o impacto das restrições de transmissão na comercialização de energia de curto prazo. Conclui-se, de forma geral, que a existência de restrições de transmissão entre submercados afeta o preço da energia, provocando a diferença de preços entre os diferentes submercados.

Conclui-se, também, que é importante a clareza nas definições das fronteiras dos submercados, a qual é fundamental para a identificação e avaliação dos riscos, custos e preços a que estarão sujeitos todos os agentes de mercado, assim como as diferenças entre os preços por patamar do submercado Sul em relação aos preços por patamar do submercado Sudeste, causados, basicamente, por restrições na capacidade de transmissão.

Como foi visto no capítulo 3, as restrições de transmissão têm papel fundamental na formação do preço, pois impedem que um potencial excedente de energia de um submercado seja transferido para outro. O impacto do congestionamento sobre a operação do sistema, certamente, levará o gerador a estudar um conjunto de fatores para que seu esforço em colocar energia no mercado não se frustrasse pelas limitações de transmissão. Vale lembrar que a oferta de energia no Submercado Sul está se deslocando, para os próximos anos, a uma taxa maior do que o crescimento da demanda, implicando a necessidade de um aumento da capacidade de escoamento da energia do Sul para o Sudeste.

Percebe-se a necessidade de elaboração de um cronograma de obras mais realista ao atual estágio de desenvolvimento do setor elétrico brasileiro, com o objetivo de não distorcer o sinal econômico para a expansão. Dessa forma, sinaliza-se a necessidade de estabelecer-se critérios mais rigorosos na elaboração do plano de expansão utilizado para o cálculo do preço MAE.



Acredita-se que a diferença de preços poderá ser minimizada se a expansão da transmissão estiver concatenada com a expansão da geração, possibilitando que o recurso disponível em uma determinada região seja enviado para uma outra por meio de um sistema de transmissão que suporte um maior intercâmbio de energia.

Havendo maior rigor no cumprimento do cronograma das conclusões das obras, previstas nos planos de expansão, tanto na geração quanto na transmissão, o SEB torna-se mais atrativo aos olhos dos investidores. Os investidores, de uma forma geral, ficarão menos receosos em relação à recuperação dos seus investimentos, pois o sistema como um todo ficará menos susceptível às condições hidrológicas, diminuindo a diferença de preços entre submercados.

Um investidor não correrá tão freqüentemente o risco, principalmente em períodos de racionamento, de ter realizado um alto investimento na construção de usinas ou até de ter antecipado obras, em um determinado submercado, beneficiando o sistema como um todo, e ao mesmo tempo ser remunerado a um preço baixíssimo em termos de R\$/MWh. Situações hidrológicas favoráveis de uma dada região, proporcionando um baixo valor da água, e conseqüentemente, baixo CMO, e situações hidrológicas desfavoráveis em outro submercado com Preço num patamar de custo do déficit, representando o custo da água e, conseqüentemente, valor do CMO elevado, tenderão a interferir menos no preço de curto prazo, pois a redução de restrições de transmissão possibilitará uma melhor interação entre as regiões e um melhor aproveitamento dos recursos de geração.

Embora o caso analisado nesta pesquisa não ter contemplado condições de racionamento, é possível notar a influência das restrições na formação do preço MAE.

Há necessidade de estudos amplos e aprofundados da expansão da transmissão, concatenados com o crescimento da demanda e aumento da oferta da geração, com o objetivo de estabelecer um plano de expansão da transmissão para atender necessidades imediatas e também de médio e longo prazo, buscando a melhor relação custo *versus* benefício para o sistema elétrico.

O custo agregado ao sistema decorrente da exposição dos geradores por diferença de preços entre submercados deve ser constantemente comparado ao custo da expansão da

transmissão, buscando-se continuamente o equilíbrio entre a expansão da geração e a expansão da transmissão e contingências do sistema. Admite-se que um certo nível de restrição sempre existirá em determinados períodos de carga, pois não é interessante sobre-investimento em linhas de transmissão. Porém, deve-se buscar um grau de capacidade de intercâmbio que possibilite a tão preconizada concorrência na geração e comercialização de energia idealizada no novo modelo e na implantação das Regras do MAE.

O planejamento no novo modelo adotado para o setor de energia elétrica brasileiro deve ser revisto com o objetivo de buscar maior equilíbrio dos preços entre os submercados, de forma a estabelecer transparência e uma maior competitividade na geração e na comercialização. Atualmente, ocorre, de certa forma, uma morosidade devido à presença de poder dominante, acarretando aos geradores com excedentes energéticos o risco de não poder transferir energia de um submercado com menor preço, para um outro com preço mais elevado, auferindo a esses geradores menores retornos em função das restrições.

O que se pode observar, atualmente, é que o congestionamento na interligação Sul/Sudeste torna-se um importante aliado aos geradores do Sudeste. No novo modelo, que preconiza a competição na geração de energia, uma restrição de transmissão como a existente torna-se uma forte barreira à entrada de geradores do Sul, com energia disponível e mais barata, no atendimento aos consumidores do Sudeste. Sob essa ótica, é importante que sejam tomadas medidas que garantam a efetiva implementação do plano de expansão da transmissão, visando alcançar os benefícios da competição na geração.

Mantidas as atuais restrições de transmissão, caso o ONS decida manter a importação da Argentina *constrained-off*, e, o Sul apresentar preços superiores aos estabelecidos nos contratos de importação, os distribuidores estarão incorrendo em um pagamento de Encargos de Serviços de Sistema devido ao congestionamento. Essa situação agrava-se com a entrada em operação comercial da segunda fase de importação da Argentina, com capacidade de mais 1.000 MW.

A reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro é recente e ainda se faz necessário alguns ajustes e correções, de forma que seja implementado um mercado competitivo, diminuindo a possibilidade dos agentes exercerem poder de mercado.

Considera-se que o modelo implantado no setor elétrico brasileiro fornece sinais corretos para fins de planejamento e tende ser melhorado com a implantação dos modelos DESSEM e DECOMP que fornecerão níveis mais detalhados, mostrando de forma mais realista a volatilidade hidrológica, principalmente, da Região Sul.

Considerando ainda que o presente trabalho mostrou o impacto das restrições de transmissão na comercialização de energia de curto prazo, sugere-se, como continuidade ao assunto proposto, estudos voltados para um melhor detalhamento dos fatores que afetam as restrições de modo a minimizar os seus impactos, bem como um estudo integrado de planejamento energético e elétrico.

Uma outra sugestão para pesquisas futuras, considerando-se que neste trabalho, apresentou-se-se somente um incremento de 1.000 MW no limite de intercâmbio, e levando-se em conta ainda que a expectativa de expansão da oferta no submercado Sul agregado a importação da Argentina, irá superar a demanda desse submercado, é válido a elaboração de estudos com maiores incrementos no limite de intercâmbio até um limite ótimo recomendável, visando escoar a energia excedente do Sul para o Sudeste, podendo-se demonstrar que quanto mais o limite de intercâmbio tender ao infinito, mais as diferenças de preços entre esses submercados tenderão a zero.

Caso mantenha-se o grau de restrição de transmissão atual, poderá ser verificado um excedente de oferta no Sul com consequência natural de redução dos preços. Essa redução de preço, certamente, proporcionará um sinal distorcido que não atrairá investidores. Ao mesmo tempo, constata-se que o submercado Sul apresenta fontes alternativas de energia, mais econômicas, como por exemplo, a energia importada da Argentina, gerada com base em gás natural.

Vale ainda ressaltar que estudos de avaliação econômica voltados para a viabilidade da expansão da transmissão são imensamente importantes e oportunos para verificar a conveniência da aprovação de obras ou não. Algumas vezes pode ser mais interessante do ponto de vista econômico a construção de uma usina térmica próxima ao centro de carga do que a realização de uma obra de interligação para aproveitar um recurso de geração que esteja muito distante do centro de consumo, pois o custo da linha, agregado ao benefício que essa linha proporcionará, e perdas de energia são questões que também devem ser

consideradas. Embora a expansão da capacidade de transmissão entre os submercados Sul e Sudeste possa representar um ganho energético, é necessário avaliar esse ganho energético, bem como a expectativa de redução do déficit de energia, comparando-os com os custos reais do investimento.

Para solucionar o problema do impacto das restrições de transmissão na comercialização de curto prazo, é indispensável, primeiramente, a conclusão da implantação do modelo como foi concebido, devendo ser consideradas questões como a do ESS e o pagamento aos geradores dos Serviços Ancilares, sendo que esse último, está sendo considerado como remunerado aos geradores via tarifas de Contratos Iniciais.

Por fim, considera-se que a total implantação do novo modelo, que está sendo adotado no SEB, visando credibilidade e competitividade, passa, necessariamente, pela resolução do problema apresentado.



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Homologa as regras do mercado atacadista de energia elétrica – MAE e fixa as diretrizes para a sua implantação gradual. Resolução nº 290 de 20 de agosto de 2000. D.O.U.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Substitui a resolução ANEEL 160, de 13 de agosto de 2001, que altera a estrutura operacional do mercado atacadista de energia elétrica – MAE.D.O 14.08.2001, Seção 1, p. 63. V. 139. N. 155 – E. Resolução nº 330.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Lei nº 9.648 de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autoriza o poder executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. D.O. de 28 de maio de 1998, Seção 1, p. 01.

ANEEL (Acessoria de imprensa). ANEEL justifica aumento de preços do MWh.**Valor**, Rio de Janeiro, 20 de setembro de 2001. Entrevista.

ASMAE. **Visão Geral das Regras do MAE**. Agosto de 2000.

ASMAE. **Visão geral das regras de mercado-** etapa de implementação, agosto de 2000.

BITU, Roberto; BORN, Paulo.**Tarifas de energia elétrica: aspectos conceituais e metodológicos**. São Paulo, MM Editora Ltda, 1993.

CASTELO BRANCO. A reestruturação e a modernização do setor elétrico brasileiro. **Revista Nova Economia**, Belo Horizonte, v.6, n.1, p.105-141, julho, 1996.

EDITORIAL. Intervenção no MAE. **Estado de São Paulo**, 15 de agosto de 2001.

FIGUEIREDO, Carlos Senna. A conjuntura atual do setor elétrico brasileiro. **Conjuntura Econômica**, vol. 54, n. 12, dezembro de 2000.

FORTUNATO ET AL. **Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistema de produção de energia elétrica**. Niterói, Editora Universitária, 1990.

GARÓFALO & CARVALHO. **Teoria Microeconômica**, 2.ed., São Paulo: Atlas 1992.

HIROSE, Arnaldo. **Curso de custos marginais e tarifas de energia elétrica**. CCMT. ELETROBRÁS / MAKENZIE, 1999.

KLIGERMAM, Alberto S. **Avaliação da instabilidade do preço do mercado de energia elétrica obtido a partir do custo marginal de curto prazo**. Rio de Janeiro, 1999 (monografia instituto de economia) – MBA – ELETROBRAS, Universidade Fluminense do Rio de Janeiro.

KRUGMAM, Paul. Ideologia de preços da eletricidade. **O Globo**, 04 de junho de 2001. Nuca – Provedor de informações econômico-financeiras de energia elétrica.

MACEIRA & SUANO, **NEWAVE I: Planejamento da Operação de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados**, versão 7.4, CEPEL, 2000.

MAE. **Acordo de Mercado**. Agosto de 2000.

MAE. **Regras de Mercado**, versão 2.2, julho 2001.

MAIA, Fernando e RIBEIRO. Compensação para térmicas provoca protestos na ANEEL. **Gazeta Mercantil de Santa Catarina**, 08 de junho de 2000. Entrevista.

MATTOS, César. Reforma e segmentação do setor elétrico. **Valor Econômico**, Rio de Janeiro 01 de agosto de 2001.

MAUTONE, Silvana. Cresce o “livre” mercado no Brasil: empresas que consomem mais de 3 megawatts já podem, desde 8 de julho, escolher seu fonecedor. **Gazeta Mercantil Latino Americana**, de 31 de julho a 6 de agosto de 2000.

ONS. **Planejamento Anual da Operação Energética e Estudos de Avaliação Energética**, 2000.

ONS. **PMO**, janeiro de 2001.

ONS. **Procedimentos de rede**: submódulo 7.3 – elaboração do programa mensal da operação energética – PMO, março de 2001.

ONS. **Planejamento anual da operação energética**: sistema interligado nacional, abril de 2000.

ONS. **Operação do Sistema Interligado** : dados relevantes de 2000.

ONS. **Plano de Reforços da Rede Básica 2000 a 2004**.

PAIXÃO, Lindolfo Ernesto. **Memórias do projeto RE-SEB**: a história da concepção da nova ordem institucional do setor elétrico brasileiro. São Paulo, 2000.

SANTANA, Edvaldo Alves. **Modelo de avaliação de investimento utilizando o custo marginal de capital – uma aplicação no setor elétrico**, 1987. Dissertação (Mestrado em Engenharia), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

SILVA, Edson L. & FINARDI, Erlon. **Processo de estabelecimento do preço MAE**, ASMAE/UFSC/CEPEL, novembro de 1999.

SILVA, Edson L. **Formação de preços em mercados de energia elétrica**, 1.ed., Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 2001.

SITE ASMAE.

TORRES, Manoel A. Z. Preço e demanda aquecidos. **Expressão**, Florianópolis, ano 10, n. 109, 2000.

VINHAES, Élbia Aparecida Silva. – **A reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira: uma avaliação da possibilidade de competição através da teoria de mercados contestáveis**, 1999. Dissertação (Mestrado em economia Industrial), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.



## **BIBLIOGRAFIA AUXILIAR**

ALMEIDA, Eduardo; FERGIE, Jorge; MARTINS, Mauro. Energia Elétrica: o Impacto do Marco Regulador. **Conjuntura Econômica**, Rio de Janeiro, fev. 1997, ano 51, n. 02, p.22-28.

ANEEL. **Nota técnica**: análise das regras do MAE (processo de audiência pública), junho de 2000.

BARROS, J.R.M & GOLDENSTEIN, L (1997) - Avaliação do Processo de Reestruturação Industrial Brasileiro - **Revista de Economia Política**, v.17, n.2 (66), p. 10-31. Abril/junho, 1997.

CARUSO, L. M. (1994) – O Papel da Competição no Setor Elétrico. **Anais Seminário Reformulação do Setor Elétrico - Competição, Produtividade e Participação Privada - A experiência internacional e a realidade brasileira**, Rio de Janeiro, abril de 1994 p. 67 a 91.

CCPE/CTEM. **Premissas básicas para elaboração dos estudos de mercado de energia elétrica**: ciclo 2000.

COIMBRA, Leila. Americanos administrarão interinamente o MAE. **Valor On Line**, São Paulo de 30 de agosto de 2001.

CONGOTE, Hugo Alejandro Gil. **Expansão e remuneração de sistemas de transmissão em mercados de energia elétrica**. Florianópolis, 2001. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

DELFIM NETTO, Antonio. Crise energética. **Valor Econômico**. UFRJ/NUCA-IE. Provedor de informações econômico - financeiras de empresas de energia elétrica. Rio de Janeiro 05 de junho de 2001.

Editorial. Os culpados pela crise. São Paulo: **Estado de S. Paulo**, 27 de julho de 2001 (Artigo) - núcleo de computação – instituto de economia – provedor de informações econômico - financeiras de empresas de energia elétrica.

Editorial. Falha do Sistema. Rio de Janeiro: **Jornal do Brasil**, 27 de julho de 2001 - núcleo de computação – instituto de economia – provedor de informações econômico - financeiras de empresas de energia elétrica.

Editorial. Intervenção no MAE. **Estado de S. Paulo**, 15 de agosto de 2001 - núcleo de computação – instituto de economia – provedor de informações econômico-financeiras de empresas de energia elétrica.

Editorial. Já há um horizonte, **Jornal da Tarde**, de 09 de julho de 2001. Nuca – Provedor de informações econômico-financeiras de energia elétrica.

GIANNOTTI, José Roberto; LUDNER, Paulo. O setor de energia à procura de um norte. **Gazeta Mercantil**, São Paulo, 28 ago. 2000.

KRUGMAM, Paul. Turning California on. **The New York Times**, June 27, 2001. Disponível em <<http://www.nytimes.com/>>.

LEITÃO, Miriam – Retrato sem foco, Rio de Janeiro: **O Globo**, 27 de julho de 2001 - núcleo de computação – instituto de economia – provedor de informações econômico-financeiras de empresas de energia elétrica.

OLIVEIRA, Adilson de. Razões da crise do setor energético. **Gazeta Mercantil**, São Paulo, 05 de agosto de 2001.

PAIXÃO, Lindolfo Ernesto. O setor elétrico à espera do novo modelo. **Gazeta Mercantil**, São Paulo, 24 de julho de 2001.

PIRES, J.C.L & PICCINI, M. S (1998) - **Mecanismos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico: A experiência Internacional e o Caso Brasileiro**. BNDS, Textos para discussão nº 64.

PIRES, Adriano. Parou por que?: ex superintendente da ANP teme que a interrupção dos investimentos em energia breque a retomada do desenvolvimento no Brasil. **Brasil Energia**, n. 238, setembro de 2000. (Entrevista concedida aos jornalistas Carlos Tautz, Paulo Alencar e Rosely Ferreira).

RODRIGUES, Fabrício. Setor discute implantação do mercado de energia: criado por uma lei federal de maio de 1998, o mercado atacadista de energia será monitorado pela ANNEEL. **Gazeta Mercantil** de 08 de junho de 2000.

SÁ, Eduardo Klingelhofer. A privatização do setor elétrico na Inglaterra e reflexões para o caso brasileiro - 2/3). **Revista BNDES**, p.127-150, junho, 1995.

SARDINHA, José Carlos. **Formação de preço: a arte do negócio**. São Paulo, MAKRON Books, 1995.